Rapport annuel 2003 d'OPG

ONTARIO POWER GENERATION

Profil de l'entreprise

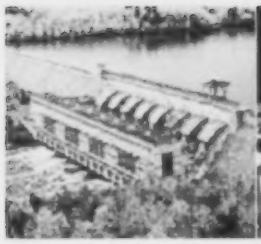
Ontario Power Generation (OPG) est une entreprise établie en Ontario dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario et dans les marchés intercommunicants. Notre principal souci est la production et la vente d'électricité selon des normes établies de gestion du risque à partir de centrales concurrentielles, dans un contexte sécuritaire, transparent et respectueux de l'environnement.

Au 31 décembre 2003, le portefeuille de production d'électricité d'OPG représentait une capacité totale en service de 22 777 mégawatts (MW) se répartissant de la façon suivante :

- trois centrales nucléaires d'une capacité de 6 103 MW (sans compter les unités 1 à 3 de Pickering A, d'une capacité de 1 545 MW qui sont actuellement inutilisées);
- six centrales à combustible fossile d'une capacité de 9 718 MW;
- 36 centrales hydroélectriques d'une capacité de 6 823 MW;
- 32 centrales d'énergie écologique certifiées EcoLogo℠ d'une capacité de 133 MW, qui comprennent 29 petites centrales hydroélectriques et trois centrales éoliennes (dont Huron Wind, détenue conjointement avec Bruce Power L.P.).

De plus, OPG a loué deux centrales nucléaires à long terme à Bruce Power L.P.

En 2003, OPG a produit 109,1 térawattheures (TWh) d'électricité.



Centrale hydroélectrique
Des Joachims

Centrale nucléaire
Darlington

Centrale à combustible
fossile de Nanticoke

Centrale Healey Falls
(énergie écologique)

Table des matières

2 Message du président du conseil et du président
6 Rapport de gestion
32 États financiers consolidés
36 Notes afférentes aux états financiers consolidés
67 Conseil d'administration
67 Gouvernance
68 Haute direction et cadres supérieurs
Installations d'Ontario Power Generation –
voir la couverture arrière intérieure

Définitions

Un mégawatt (MW) représente un million de watts. Les mégawatts servent à mesurer la capacité d'approvisionnement en électricité à un moment précis.
Un kilowatt (kW) représente 1 000 watts; un gigawatt (GW) correspond à un milliard de watts; et un térawatt (TW) signifie un billion de watts.
Le kilowattheure (kWh) permet de mesurer la consommation d'électricité par les clients. Un kWh représente l'énergie électrique consommée par 10 ampoules de 100 watts durant une heure. En Ontario, un ménage moyen consomme environ 1 000 kWh par mois.
Un mégawattheure (MWh) équivaut à 1 000 kWh; un gigawattheure (GWh) représente un million de kWh; et un térawattheure correspond à un milliard de kWh.

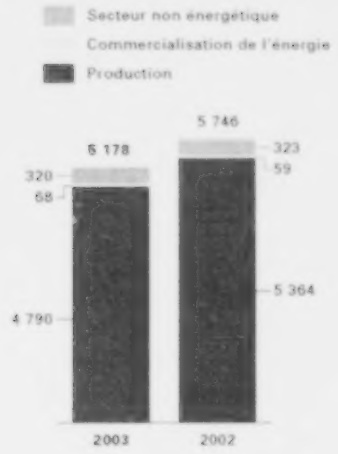
Réalisations

- OPG est parvenue à reconnecter de façon sécuritaire et rapide ses centrales au réseau de transport provincial après la panne du 14 août qui a touché tout le nord-est de l'Amérique du Nord. En une journée, OPG avait reconnecté 60 % de la capacité de production, et 85 % le 18 août.
- La Commission canadienne de sûreté nucléaire a renouvelé pour cinq ans le permis d'exploitation des centrales nucléaires Darlington et Pickering B. Il s'agissait du premier renouvellement de cinq ans octroyé à des centrales nucléaires canadiennes.
- La centrale nucléaire Darlington a obtenu un indice du rendement nucléaire de 93,3, ce qui représente l'indice le plus élevé pour une centrale nucléaire ontarienne. L'indice est utilisé en Amérique du Nord pour mesurer la performance des centrales nucléaires au chapitre de la sécurité et de la production.
- Les centrales hydroélectriques d'OPG ont atteint un taux de disponibilité de 93 %, le meilleur taux depuis 1993.
- Des systèmes de réduction catalytique sélective ont été installés à deux unités des centrales au charbon de Lambton et de Nanticoke, ce qui permet de réduire de jusqu'à 80 % les émissions d'oxyde d'azote des unités.
- OPG a obtenu ses meilleurs résultats depuis 1999 quant au nombre de jours perdus en raison d'accidents avec perte de temps et au nombre d'accidents par heures travaillées.
- La Société a planté 400 000 arbres et arbustes indigènes dans la province pour contribuer à neutraliser les émissions de dioxyde de carbone. Depuis 2000, OPG a planté 1,4 million d'arbres.

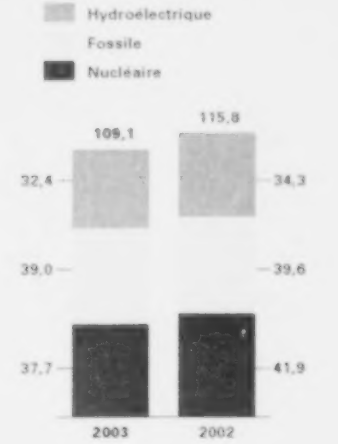
Faits saillants financiers et opérationnels

(en millions de dollars, à moins d'indication contraire)	2003	2002
Produits avant les rabais	**6 688**	6 653
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	**(1 510)**	(907)
Produits nets	**5 178**	5 746
Marge brute	**3 500**	3 852
Bénéfice net	**(491)**	67
Résultat par action ($)	**(1,92)**	0,26
Dépenses en capital	**643**	869
Aux 31 décembre :		
Total de l'actif	**19 451**	20 137
Total de la dette à long terme	**3 393**	3 352
Capitaux propres	**4 979**	5 487
Volume physique des ventes d'électricité (TWh)		
Secteur Production	**109,1**	123,1
Secteur Commercialisation de l'énergie	**4,2**	2,2
	113,3	125,3

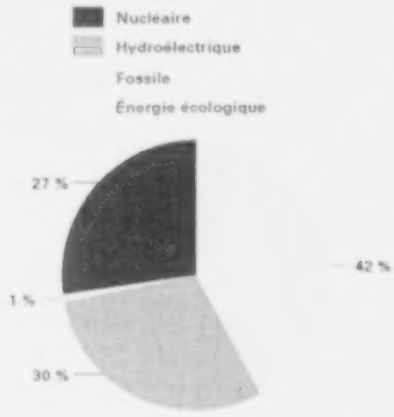
TOTAL DES PRODUITS (en millions de dollars)



ÉLECTRICITÉ PRODUITE (TWh)



CAPACITÉ DE PRODUCTION EN SERVICE
(*22 777* MW)



105-01631/

Voiture solaire : Commandée par OPG et conçue, construite et pilotée par des étudiants de l'Université Queen's, la voiture solaire « Genesis » est le premier véhicule solaire à être alimenté entièrement à partir d'énergie solaire. Il ne dégage aucune émission dangereuse pour l'environnement.

Sentier riverain : Le Sentier riverain, près de la centrale de Pickering, attire chaque année des milliers de visiteurs de l'Ontario. OPG est l'un des principaux tenants de ce sentier récréatif primé, qui traverse notamment les villes riveraines Pickering et Darlington.

Plantation d'arbres : Les enfants participent à la plantation d'arbres à la centrale Darlington d'OPG. La plantation d'arbres et d'autres initiatives de biodiversité favorisant les habitats naturels font partie de l'engagement environnemental et communautaire d'OPG.

Message du président du conseil et du président

Ontario Power Generation produit près de 70 % de l'électricité consommée en Ontario grâce à des centrales de production souples et concurrentielles respectant notre engagement envers la sécurité, la transparence et la responsabilité environnementale. En 2003, nous sommes demeurés attentifs à nos inducteurs clés du rendement, qui consistent à accroître notre productivité et notre compétitivité sur le plan des coûts, à tirer parti de notre structure organisationnelle pour améliorer notre souplesse opérationnelle, à nous assurer de la sécurité de nos employés, de nos entrepreneurs et du public, et à entreprendre des initiatives de développement durable pour améliorer nos résultats sur le plan de l'environnement. Nous avons également continué à nous rapprocher des collectivités où nous sommes présents. Toutes les photos de ce rapport annuel illustrent certaines des initiatives communautaires entreprises par OPG en 2003.

La panne du 14 août a été l'un des événements les plus marquants de l'année pour les résidents du nord-est de l'Amérique du Nord. Dès que le réseau d'électricité est tombé en panne, OPG a mis chacune des centrales en état sûr. Nos employés ont ensuite commencé à reconnecter les centrales, aussi rapidement que possible et en toute sécurité. Le lendemain, OPG avait reconnecté 60 % de la capacité de production au réseau, et le 18 août, 85 % de la capacité avait été reconnectée. Nous n'aurions pu contribuer à rétablir si efficacement le courant en Ontario sans la précieuse collaboration de nos employés, qui ont réagi rapidement, avec professionnalisme et, dans bien des cas, avec une diligence au-delà de toute attente.

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

OPG produit de l'électricité à partir de ses centrales nucléaires, hydroélectriques et à combustible fossile (charbon, gaz et pétrole). Elle dispose également d'un portefeuille d'énergie écologique qui comprend des petites centrales hydroélectriques certifiées Eco-Logo[MD], des aérogénérateurs, de l'énergie écologique provenant de la biomasse et de l'énergie solaire.

En 2003, OPG a produit 109,1 térawattheures (TWh) d'électricité, en regard de 115,8 TWh en 2002. Le recul tient surtout à l'arrêt réglementaire pour revoir le confinement de la centrale nucléaire Darlington, à l'augmentation des temps d'arrêt prévus et forcés à la centrale nucléaire Pickering B, à la diminution des niveaux d'eau qui a réduit la production hydroélectrique et à l'incidence de la panne du 14 août.

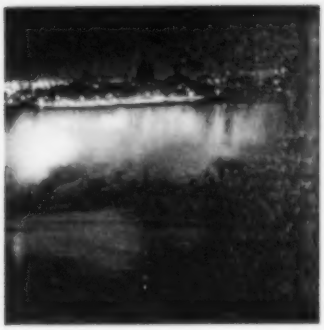
La production nucléaire d'OPG a été de 37,7 TWh, comparativement à 41,9 TWh en 2002. La centrale Darlington a obtenu de bons résultats pendant l'exercice. Elle a produit 16 % de l'électricité en Ontario avec un indice du rendement nucléaire de 93,3, soit l'indice le plus élevé de toutes les centrales nucléaires d'Ontario. L'indice est utilisé par les producteurs nucléaires d'Amérique du Nord pour mesurer leurs résultats au chapitre de la sécurité et de la production. La centrale nucléaire Pickering B a produit moins d'électricité qu'en 2002 en raison des arrêts forcés et de la prolongation d'un arrêt prévu.

L'arrêt pour revoir le confinement de la centrale Darlington, qui a lieu tous les six ans, a été particulièrement remarquable en 2003. Il s'est agi de l'un des temps d'arrêt prévus les plus longs de l'histoire de la centrale, avec deux ans de planification, près de 12 000 tâches et la fermeture des quatre réacteurs de la centrale. À la centrale Pickering B, le projet de nettoyage chimique du générateur de vapeur de 90 millions de dollars entrepris en 2001 a pris fin, ce qui devrait accroître la fiabilité. De plus, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) a renouvelé pour cinq ans le permis d'exploitation des centrales Darlington et Pickering B, ce qui constituait alors le plus long renouvellement pour une centrale nucléaire canadienne.

Salle de commande de Nanticoke : Un étudiant de la région visite la salle de commande de la centrale de Nanticoke d'OPG dans le cadre du programme de formation co-op de Nanticoke. Le programme, auquel ont déjà participé plus de 200 étudiants, est un partenariat entre OPG et le Grand Erie District School Board.

Programme de sécurité aquatique : Le programme de sécurité aquatique d'OPG informe le public de la façon de se comporter aux environs des 65 centrales hydroélectriques de la Société. OPG diffuse de l'information sur la sécurité aquatique par l'entremise de CD, de brochures et d'affiches dans le cadre de manifestations locales dans toute la province, notamment à Niagara, comme illustré ci-dessus.

Sports locaux : OPG et ses employés appuient les équipes de jeunes sportifs amateurs dans tout l'Ontario. Les jeunes gens ci-contre appartiennent tous à des équipes parrainées par notre centrale de Lambton, près de Sarnia.



Festival des lumières : OPG commandite le Niagara Falls Winter Festival of Lights, qui attire près d'un million de visiteurs chaque année. Cet événement a fait partie des 100 événements de choix répertoriés par l'American Business Association en 2003.

Semaine de la bicyclette : L'exposition mobile d'OPG attire les regards pendant le lancement officiel de la semaine de la bicyclette, en mai par le « Bike Plan » de la ville de Toronto pour 2003. Le « Bike Plan » est une initiative environnementale qui encourage l'utilisation prudente du vélo pour réduire le nombre de voitures et le smog dans la région de Toronto. OPG est fière d'avoir été la principale société commanditaire de l'événement en 2003.

Sécurité incendie : La sécurité fait partie des principales préoccupations d'OPG. Ce pompier amateur apprend à éteindre un incendie en toute sécurité. Pendant l'été, des pompiers juniors de Clarington ont passé une journée au centre d'entraînement à la lutte contre les incendies d'OPG, à Wesleyville, en Ontario. Le programme est mené conjointement par l'équipe d'intervention d'OPG et le Service des incendies de Clarington.

Les centrales hydroélectriques d'OPG ont inscrit de bons résultats en 2003, avec un facteur de disponibilité de 93 %, le meilleur en 10 ans. Elles ont produit 32,4 TWh d'électricité, en regard de 34,3 TWh en 2002. La diminution tient à la baisse des niveaux d'eau découlant d'une quantité inférieure de pluie et de neige pendant le premier semestre de 2003.

Les centrales à combustible fossile d'OPG ont produit 39,0 TWh d'électricité, ce qui est légèrement inférieur aux 39,6 TWh produits en 2002. La production de 2003 a permis de pallier, pour le premier semestre, la production inférieure aux prévisions des centrales hydroélectriques de Pickering B. Aux centrales de Nanticoke et de Lambton, nous avons achevé l'installation de systèmes de réduction catalytique sélective sur quatre unités, qui permettront de diminuer les taux d'émission liés au smog. Cette initiative a constitué un investissement de près d'un quart de milliard de dollars et a respecté les délais et les budgets prescrits.

En 2003, OPG a continué d'accroître sa capacité de production et d'améliorer les résultats de sa production. En septembre 2003, après avoir été inutilisé pendant six ans, le réacteur nucléaire de l'unité 4 de Pickering A a été remis en service, ajoutant une capacité de 515 MW à l'approvisionnement d'électricité en Ontario. Une capacité additionnelle de 70 MW est également disponible depuis la décision de la CCSN, en mai 2003, de permettre le plein fonctionnement des réacteurs de Darlington. À notre centrale de Nanticoke, nous avons ajouté une capacité de 18 MW pendant l'arrêt de l'unité 7, tandis qu'à nos centrales hydroélectriques, nous avons ajouté une capacité de 26 MW grâce à des mises à niveau.

APPROVISIONNEMENT EN ELECTRICITÉ

OPG a également progressé dans son initiative d'accroître l'approvisionnement futur de l'électricité en Ontario. Les mises à niveau de nos centrales hydroélectriques ont entraîné une augmentation de 337 MW de la capacité de production depuis 1990, à laquelle devrait s'ajouter 87 MW d'ici 2008. L'approvisionnement de la province sera également favorisé par la construction d'une installation de production à cycles combinés alimentée au gaz naturel de 580 MW, près de Windsor, en Ontario, qui prendra fin en 2004. Le projet est réalisé par la société en commandite 50/50 formée par OPG et par ATCO Power Canada Ltd. OPG a également conclu une entente avec TransCanada Energy Ltd. pour l'évaluation de la viabilité d'une installation de coproduction à cycles combinés de 550 MW alimentée au gaz naturel, à Toronto.

RÉSULTATS FINANCIERS

La perte nette de l'exercice se chiffre à 491 millions de dollars et comprend une dépréciation de 473 millions de dollars après impôts des centrales au charbon, tenant à la fermeture anticipée de ces centrales d'ici 2007. Comparativement, en 2002, le bénéfice net s'élevait à 67 millions de dollars. Compte non tenu de la dépréciation des centrales au charbon, OPG aurait inscrit une perte de 18 millions de dollars, soit un fléchissement de 85 millions de dollars sur les résultats de 2002. Ce fléchissement du résultat des activités poursuivies découle essentiellement de la baisse de la production et de la hausse des coûts du charbon, du pétrole et du gaz naturel. L'incidence de ces facteurs a été en partie compensée par les provisions enregistrées en 2002 pour

l'allègement de tarifs transitoire accordé à certaines sociétés d'énergie et par les charges de restructuration qui avaient réduit les résultats de l'exercice précédent. Les produits d'OPG demeurent limités, près des trois-quarts de la production étant vendue à un prix considérablement inférieur au prix reçu par les autres participants du marché, compte tenu des rabais. En 2003, OPG a versé un montant au comptant de 1,67 milliard de dollars pour les rabais relatifs à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, en regard de 335 millions de dollars en 2002.

SÉCURITÉ

La sécurité du public et de nos employés est la pierre angulaire de nos activités. Le taux de gravité des accidents et le taux d'accidents avec blessures ont affiché les meilleurs résultats depuis 1999. Le taux de gravité des accidents a été de 1,84 jour perdu par 200 000 heures travaillées, et le taux d'accidents avec blessures a été de 1,24 par 200 000 heures travaillées. Ces résultats se situent dans le premier quartile de l'indice de performance au chapitre de la sécurité de l'Association canadienne de l'électricité. En 2003, OPG a poursuivi plusieurs initiatives importantes visant l'amélioration de la sécurité du public et des employés, dont un programme permanent de sécurité aquatique pour le public visant à informer et à mettre en garde les gens sur les dangers potentiels que représentent les sites hydroélectriques de la province. De nouvelles règles de sécurité simplifiées ont également été mises à la disposition des employés et des entrepreneurs.

ENVIRONNEMENT

Dans l'ensemble, nos résultats sur le plan de l'environnement, d'après un indice composé fondé sur les déversements, l'observation des règlements, les émissions radioactives, les émissions atmosphériques, l'efficience énergétique et la gestion des déchets, ont progressé par rapport à 2002. OPG respectait également les limites réglementaires ontariennes pour les émissions nettes d'oxyde d'azote (NO_x) et d'anhydride sulfureux (SO_2) en 2003. Les émissions de NO_x diminueront en 2004 grâce à l'installation, en 2003, de systèmes à réduction catalytique sélective sur quatre unités de production thermique. Les autres initiatives environnementales comprennent : la plantation de plus de 400 000 arbres et arbustes indigènes dans le sud de l'Ontario en 2003 afin de neutraliser les émissions de dioxyde de carbone et d'améliorer la biodiversité, la recherche et les mises à l'essai relatives aux piles à combustible, la recherche quant à la réduction des émissions de mercure, et l'investissement dans des technologies énergétiques de rechange.

CLIENTS

Les clients d'OPG comprennent les grandes et moyennes entreprises commerciales et industrielles ainsi que les détaillants du secteur de l'énergie. Notre objectif est de leur fournir des produits et services qui leur permettront de gérer leur demande d'électricité. Dans notre étude de 2003 sur la satisfaction des clients, ceux-ci ont souligné nos efforts de l'année en améliorant nos cotes dans des secteurs, tels que la gestion des comptes, les communications, les pratiques de facturation et la négociation de contrats.

COLLECTIVITÉ

En tant qu'importante société d'électricité avec des ramifications partout en Ontario, OPG s'engage à intervenir activement dans les collectivités qu'elle côtoie. Nous nous sommes associés à des collectivités pour le développement d'initiatives et de programmes, nous communiquons régulièrement avec les responsables et les citoyens des collectivités, nous reconnaissons et récompensons les efforts de nos employés dans leurs collectivités et nous exploitons des centres d'information sur plusieurs de nos sites.

EMPLOYÉS

Les aptitudes et le dévouement de nos employés ont été la clé de notre succès pendant l'exercice. Nous nous engageons à offrir à nos employés un lieu de travail sain et sans danger, qui favorise le respect, récompense le rendement et encourage l'excellence. Nous avons fait des progrès en ce sens en 2003, grâce à des programmes mettant en valeur le développement des aptitudes, le bien-être et la sécurité, les occasions de formation sur place, et la collaboration entre les cadres et les employés.

PERSPECTIVES

OPG continuera de concentrer ses efforts sur l'amélioration de la sécurité, l'efficacité de la production, le contrôle des coûts, l'environnement, la satisfaction des employés et des clients et les collectivités. Grâce à l'appui de nos employés, nous resterons attachés à ces objectifs en 2004, et sommes prêts à affronter les nouveaux défis et à saisir les nouvelles possibilités qui nous attendent.

Jake Epp

Richard Dicerni

Sommaire

RAPPORT DE GESTION 2003
6 Déclarations prospectives
7 La Société
7 Faits saillants
8 Vision, activités de base et stratégie
11 Marché de l'électricité de l'Ontario
12 Secteurs d'activité
13 Analyse des résultats d'exploitation
18 Situation de trésorerie et sources de financement
20 Remise en service de la centrale Pickering A
20 Conventions comptables critiques
23 Gestion des risques
27 Résultats d'exploitation
29 Opérations entre apparentés
29 Mesures supplémentaires des résultats

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS 2003
30 Responsabilité de la direction à l'égard de la présentation de l'information financière
31 Rapport des vérificateurs
32 États financiers consolidés
36 Notes afférentes aux états financiers consolidés

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés vérifiés d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») et les notes y afférentes pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003. Les états financiers consolidés d'OPG sont préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada et libellés en dollars canadiens. Certains montants comparatifs de 2002 ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation des états financiers de 2003. De plus, certains montants de 2002 ont été retraités compte tenu de l'adoption rétroactive de la nouvelle norme comptable sur les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

DÉCLARATIONS PROSPECTIVES

Le présent document contient des énoncés prospectifs qui reflètent les vues actuelles d'OPG au sujet de certains événements et circonstances futurs. Tout énoncé contenu dans le présent document qui n'est pas un fait actuel ou historique est une déclaration prospective. Des mots, tels que « anticiper », « croire », « prévoir », « estimer », « s'attendre à », « projeter », « rechercher », « viser », « objectif », « stratégie », « pourrait », « prévoit », des verbes conjugués au futur et des expressions similaires sont utilisés par OPG afin d'indiquer des énoncés prospectifs. L'absence de telles expressions ne signifie cependant pas qu'une déclaration n'est pas une déclaration prospective.

Tous ces énoncés reposent sur des estimations et des hypothèses et impliquent des risques et incertitudes. Par conséquent, les résultats réels pourraient différer considérablement des résultats exprimés par ces énoncés prospectifs. En particulier, les énoncés prospectifs comportent des hypothèses qui sont notamment liées au plan de relance nucléaire d'OPG, aux coûts et à la disponibilité du combustible, au déclassement nucléaire et à la gestion des déchets nucléaires, aux obligations liées aux régimes de retraite et aux autres avantages postérieurs à l'emploi, aux prix de l'électricité sur le marché au comptant, à l'évolution permanente du secteur de l'électricité en Ontario, à l'atténuation du pouvoir sur le marché, aux exigences environnementales et autres exigences réglementaires, ainsi qu'aux conditions météorologiques. Par conséquent, il est conseillé de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs.

La Société

OPG est une entreprise établie en Ontario dont la principale activité est la production, la vente et l'achat d'électricité de façon rentable et sécuritaire, et sans dommage pour l'environnement, ainsi que de produits et de services de gestion des risques liés à l'énergie en Ontario et sur les marchés interconnectés du Québec, du Manitoba et du nord-est et du Midwest des États-Unis. Constituée selon la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province de l'Ontario (la « Province »). Comme il est indiqué à la section « Marché en évolution et rôle d'OPG », la nature du marché de l'électricité en Ontario et le rôle d'OPG sur le marché sont en cours d'examen. Les incidences sur OPG pourraient être considérables.

Au 31 décembre 2003, le portefeuille de production d'électricité d'OPG comprenait 3 centrales nucléaires, 6 centrales à combustible fossile et 36 centrales hydroélectriques ainsi qu'un portefeuille d'énergie écologique certifié par un Eco-Logo[MD], formé de 29 petites centrales hydroélectriques et de 3 centrales éoliennes. La centrale nucléaire Pickering A d'OPG est inutilisée depuis 1997. En 2003, OPG a terminé la remise en service de la première unité de cette centrale, qui en compte quatre. De plus, deux des autres centrales nucléaires, détenues par OPG, sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (« Bruce Power »), entité non associée à OPG.

Faits saillants

Voici un survol des résultats d'exploitation d'OPG. L'analyse détaillée du rendement d'OPG par secteur d'activité figure plus loin.

(en millions de dollars)	**2003**	2002
Produits avant le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	**6 688**	6 653
Produits après le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	**5 178**	5 746
Dépréciation des actifs à long terme	**576**	–
Bénéfice net (perte nette)	**(491)**	67
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**97**	844
Volume physique des ventes d'électricité (TWh) :		
Total de la production d'électricité	**109,1**	115,8
Achats d'électricité		
– Secteur Production[1]	**–**	7,4
– Secteur Commercialisation de l'énergie	**4,2**	2,2
Divers	**–**	(0,1)
Total	**113,3**	125,3

1 En 2002, les achats d'électricité étaient principalement effectués auprès de Bruce Power L.P. En vertu d'un contrat de location-exploitation, OPG était tenue d'acheter et de revendre la totalité de la production d'électricité de Bruce Power, jusqu'à l'ouverture du marché, le 1er mai 2002.

La perte nette de l'exercice terminé le 31 décembre 2003, qui comprenait une perte de valeur des centrales au charbon, s'est élevée à 491 millions de dollars, en regard d'un bénéfice net de 67 millions de dollars en 2002. Les principaux facteurs ayant eu une incidence sur les résultats de 2003 comparativement à 2002, après impôts et taxes, sont les suivants :

(en millions de dollars, après impôts et taxes)	
Bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2002	67
Hausse des prix moyens de l'énergie	72
Augmentation des prix du combustible fossile et changement de la ventilation de la production[1]	(47)
Baisse du volume et autres variations de la marge brute[1]	(249)
Baisse des charges liées à la remise en service de Pickering A	97
Accroissement des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration en raison de la hausse des coûts liés aux arrêts des centrales nucléaires et aux projets	(14)
Augmentation de l'amortissement liée à l'accroissement des immobilisations en service	(28)
Perte sur les contrats d'option à taux intermédiaires pour les clients industriels[2]	114
Charges de restructuration enregistrées en 2002	141
Diminution des autres produits	(91)
Hausse des taux d'imposition futurs	(30)
Autres variations nettes	(50)
Variation du bénéfice compte non tenu de la dépréciation des actifs à long terme	(85)
Dépréciation des actifs à long terme	(473)
Perte nette de l'exercice terminé le 31 décembre 2003	(491)

1 Le jeudi 14 août 2003, une panne de courant s'est produite en Ontario et dans le nord-est des États-Unis. On estime que la panne a entraîné une diminution de 40 à 50 millions de dollars du bénéfice net de 2003.

2 OPG a enregistré une perte avant impôts et taxes de 30 millions de dollars sur les contrats d'option à taux intermédiaires en 2003, en regard d'une perte avant impôts et taxes de 210 millions de dollars en 2002. Le montant de 114 millions de dollars représente l'augmentation après impôts et taxes du bénéfice de 2003 se rapportant à la diminution des pertes sur ces contrats (voir la note 16 afférente aux états financiers consolidés).

En 2003, le gouvernement de l'Ontario (le « gouvernement ») a annoncé, puis confirmé, son engagement de fermer progressivement les centrales au charbon d'ici 2007. Conséquemment, la Société a constaté une dépréciation de 576 millions de dollars découlant de la fermeture prévue de ses centrales au charbon bien avant la fin de leur durée de vie utile estimative.

En 2003, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont chiffrés à 97 millions de dollars, en regard de 844 millions de dollars en 2002, ce qui représente une baisse de 747 millions de dollars. La baisse découle principalement des paiements relatifs aux rabais associés à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, qui ont totalisé 1 673 millions de dollars en 2003, contre 335 millions

de dollars en 2002. Ces paiements, combinés aux variations connexes des rabais à payer associés à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, ont donné lieu à un fléchissement de 735 millions de dollars des flux de trésorerie comparativement à 2002. Ce fléchissement tient également à la hausse des cotisations à la caisse de retraite et aux contributions accrues aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. Cependant, il a été en partie compensé par l'encaissement d'un montant de 225 millions de dollars provenant de Bruce Power.

La production totale des centrales de production d'OPG en 2003 a été de 109,1 TWh, en regard de 115,8 TWh en 2002. Le recul de la production en 2003 par rapport à l'exercice précédent s'explique essentiellement par l'exigence réglementaire concernant la fermeture de la centrale nucléaire Darlington pendant un mois pour la réalisation de tests importants des systèmes de confinement, par l'accroissement des jours d'arrêt prévu et forcé à la centrale nucléaire Pickering B d'OPG, par la diminution de la production hydroélectrique tenant à une baisse des niveaux d'eau causée par le fait que les précipitations et les apports neigeux ont été moins élevés pendant le premier semestre de l'exercice, par la baisse de la demande d'électricité pendant le deuxième semestre de 2003, ainsi que par l'incidence de la panne du 14 août 2003.

Vision, activités de base et stratégie

Depuis sa constitution, en avril 1999, les activités d'OPG s'articulent autour de la production et de la vente d'électricité à partir d'actifs de production concurrentiels. OPG oriente ses ressources en fonction des stratégies suivantes :

- accroître les efficiences de production et la compétitivité sur le plan des coûts de ses activités de production;
- tirer parti des possibilités de commercialisation et de vente d'électricité;
- optimiser sa structure organisationnelle afin de garantir sa souplesse opérationnelle; et
- entreprendre des programmes de développement durable visant à améliorer les résultats sur le plan de l'environnement.

Marché en évolution et rôle d'OPG

Le marché de l'électricité de l'Ontario continue à subir d'importants changements. Une loi a été adoptée, puis modifiée, de sorte à fixer le prix de l'électricité pour les petits consommateurs et d'autres consommateurs désignés. Ces consommateurs représentent près de la moitié du total de la demande d'électricité en Ontario. L'autre moitié, notamment celle des gros consommateurs, fait désormais l'objet d'un rabais correspondant à 50 % de l'excédent du prix moyen du marché au comptant sur 3,8 ¢ le kWh. Ces changements sont décrits plus en détail à la section « Marché de l'électricité de l'Ontario ».

En décembre 2003, la structure de la haute direction d'OPG a été grandement modifiée, le ministre de l'Énergie ayant annoncé qu'il acceptait la démission du président du conseil, du président et chef de la direction et du chef de l'exploitation d'OPG, ainsi que celle de tous les autres membres du conseil d'administration. Par ailleurs, le gouvernement a émis une déclaration, en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), voulant que certaines décisions ne soient prises que sur l'approbation de l'actionnaire. Le gouvernement a ensuite annoncé la nomination d'un nouveau président du conseil et conseil d'administration provisoires. Le nouveau conseil d'administration s'est vu charger de l'examen financier des activités de la Société depuis cinq ans. De plus, en décembre 2003, le gouvernement a mis sur pied le comité d'examen d'OPG, qui sera chargé de fournir des conseils sur des questions relatives à l'avenir de la Société.

Le 14 janvier 2004, le gouvernement a rendu public le rapport du Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité (le « Groupe d'étude »), qui a été constitué en juin 2003 pour élaborer un plan d'action sur les moyens d'augmenter la production d'électricité et pour trouver et examiner des activités possibles de maîtrise de la demande d'électricité et de modulation de la demande dans le secteur de l'électricité. Les recommandations du Groupe d'étude sur la conception du marché portaient sur la réglementation des prix de l'électricité, l'autorité de la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ) et les mécanismes d'approvisionnement. De plus, le Groupe d'étude a proposé des façons de favoriser la conservation, de promouvoir des technologies d'énergie renouvelable et la production décentralisée, et d'améliorer la fiabilité et la capacité de réaction du réseau électrique. Le Groupe d'étude a également formulé des recommandations portant spécifiquement sur le rôle d'OPG à l'avenir, tout en sachant que le comité d'examen d'OPG traitera plus exhaustivement des questions à long terme touchant OPG.

Tout changement découlant du rapport du comité d'examen d'OPG et de l'acceptation par le gouvernement d'une partie ou de la totalité des recommandations du Groupe d'étude pourrait modifier les objectifs, les règles, les règlements et les activités régissant le marché de l'électricité de l'Ontario et avoir une grande incidence sur OPG et sur son rôle sur le marché ontarien de l'électricité. Il est donc possible que la situation financière et opérationnelle d'OPG présentée dans le présent rapport de gestion ne témoigne pas fidèlement des activités, de la situation financière et des perspectives courantes d'OPG.

Inducteurs clés du rendement, initiatives stratégiques et orientation future

En attendant les résultats des divers examens dont il est question ci-dessus et que d'autres directives soient émises par le gouvernement, OPG continue de prendre des mesures pour s'assurer une liquidité suffisante, accroître sa productivité et la compétitivité de ses actifs productifs sur le plan des coûts, régler la question de la remise en service

Pickering A, des changements de la structure de gestion et du rôle d'OPG, tirer parti de sa structure organisationnelle et de prendre des mesures de développement durable visant l'amélioration continue et mesurable de ses résultats sur le plan de l'environnement.

S'assurer une liquidité suffisante
Les exigences de financement annuelles d'OPG sont considérables et comprennent les améliorations des immobilisations et l'entretien des centrales de production, l'observation des exigences environnementales et autres exigences réglementaires, le paiement des rabais associés à l'atténuation de l'emprise sur le marché, les obligations de financement annuelles en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement, la capitalisation des régimes de retraite et les effets à payer à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIÉO) à l'échéance. À ce jour, grâce aux fonds tirés de ses activités et d'ententes distinctes sur le report de la dette avec la SFIÉO, OPG dispose de suffisamment de fonds pour s'acquitter de ses obligations.

En mars 2002, la Société a conclu une entente avec la SFIÉO afin de reporter de 2002 à 2004 la date d'échéance du paiement d'une dette de 200 millions de dollars. En février 2003, OPG a également conclu une entente avec la SFIÉO pour reporter de deux ans la date d'échéance du paiement d'une dette de 700 millions de dollars venant à échéance en 2003 et en 2004. De plus, en 2003, OPG a vendu pour 300 millions de dollars de ses créances à une fiducie indépendante, qui détient diverses créances de tiers, et a reçu un produit de 225 millions de dollars d'un effet de Bruce Power.

Les facilités de crédit d'OPG sont suffisantes pour satisfaire à ses besoins de fonds prévus pour les douze prochains mois. Cependant, les exigences de fonds à plus long terme prévues pourraient dépasser le montant de ces facilités. Pour faire face à ces exigences et à ses engagements, OPG doit pouvoir obtenir de nouvelles sources de liquidités. Elle examine plusieurs moyens, dont le report d'autres paiements, l'augmentation de sa dette et d'autres possibilités de restructuration financière ou opérationnelle.

Accroissement de la productivité et de la compétitivité sur le plan des coûts des actifs de production
Le portefeuille d'actifs de production d'OPG est diversifié au chapitre de la technologie, du type de combustible et de la souplesse de répartition. Bien que ses coûts de production soient plus élevés que ceux des producteurs du Manitoba et du Québec, qui disposent d'une plus grande réserve hydroélectrique à faible coût, ils sont généralement concurrentiels comparativement à ceux d'autres producteurs de l'Ontario et du nord-est et du Midwest des États-Unis.

Le rendement des centrales de production nucléaires d'OPG a continué de progresser de 1999 à 2002. En 2002, la production d'énergie avait augmenté de 7 % par rapport à 1999, tandis que la capacité nette était passée de 80 % en 1999 à 86 %. Ces indices ont été plus faibles en 2003 en raison du nombre de jours d'arrêt prévu et forcé plus élevé à la centrale nucléaire Pickering B et du nombre de jours d'arrêt prévu plus élevé à la centrale nucléaire Darlington d'OPG, relativement aux tests réglementaires importants des systèmes de confinement. En 2004, OPG prévoit se concentrer sur l'amélioration de l'état des centrales et de l'équipement et la progression de la production énergétique et de la capacité. Ces initiatives devraient accroître considérablement les dépenses pour au moins cinq ans. OPG vise également un meilleur contrôle sur ses projets et autres initiatives d'amélioration de la productivité.

Les centrales au combustible fossile d'OPG fonctionnent comme centrale à capacité de charge de base, à capacité intermédiaire et à capacité de crête selon les caractéristiques des centrales. Des améliorations notables ont été apportées à ces centrales en 2003 sur le plan de l'environnement, notamment l'installation de matériel de réduction catalytique sélective sur quatre unités, soit deux à Lambton et deux à Nanticoke. La production d'énergie des centrales à combustible fossile d'OPG s'est élevée à 39,0 TWh en 2003, soit un peu moins que le niveau de production de 2000, à 42,4 TWh.

OPG a récemment reçu la confirmation du gouvernement qu'elle allait devoir fermer progressivement ses centrales au charbon d'ici 2007.

En février 2004, le gouvernement a annoncé le choix d'un conseiller technique pour superviser le processus concurrentiel de passation de contrats afin de concrétiser l'engagement du gouvernement en matière d'élimination progressive des centrales électriques alimentées au charbon et d'augmenter les réserves d'énergie à partir de sources renouvelables de l'Ontario. Le gouvernement instaure un processus pour rechercher une production supplémentaire de 2 500 mégawatts et la mise en œuvre d'initiatives de gestion axée sur la demande dès 2005, mais avant 2007. Le gouvernement voudra aussi que jusqu'à 300 MW soient générés à partir de sources renouvelables au plus tôt.

Les 65 centrales hydroélectriques d'OPG sont essentiellement des centrales de base étant donné leurs caractéristiques opérationnelles et leurs faibles coûts de production marginaux. Certaines centrales avec des réservoirs de stockage d'eau servent également à la capacité de charge intermédiaire et à la capacité de crête. La production hydroélectrique d'OPG varie de 31,6 TWh à 38,8 TWh depuis 30 ans. En raison des niveaux d'eau bien en dessous de la normale, en 2003, la production hydroélectrique a été de 32,4 TWh, résultat se rapprochant de l'extrémité inférieure de la fourchette moyenne sur 30 ans. En 2004, OPG prévoit continuer à investir dans le maintien de la viabilité à long terme de ses actifs hydroélectriques.

Remise en service de Pickering A
En septembre 2003, OPG a annoncé que l'unité 4 de Pickering A était prête à fonctionner de façon commerciale et a informé la SIGMÉ que l'unité était prête à approvisionner le marché ontarien, ajoutant 515 MW à la capacité de charge de base en Ontario.

En mai 2003, face aux inquiétudes concernant l'accroissement des coûts et les retards liés à la remise en service des unités de Pickering A, l'ancien ministre de l'Énergie de l'Ontario a annoncé la constitution d'un comité formé de trois membres (le « comité d'examen de la centrale Pickering A ») pour passer en revue le projet de remise en service de la centrale. Le comité d'examen de la centrale Pickering A avait pour mandat de déterminer les motifs et le caractère raisonnable des changements apportés à l'échéancier et aux dates de remise en service; de déterminer les motifs et le caractère raisonnable des estimations et des hausses de coûts; d'examiner l'information financière liée aux coûts du projet; de faire des recommandations au Ministre sur les façons d'améliorer la gestion du projet de restauration de la pleine capacité de production de la centrale Pickering A et sur les mesures qui permettraient de réaliser le projet à meilleur coût et dans les plus brefs délais; et de réaliser d'autres examens, déterminations ou recommandations au Ministre, le cas échéant.

Le 4 décembre 2003, le Rapport du comité d'examen de la centrale Pickering A a vu le jour. Le comité d'examen de la centrale Pickering A a conclu que les hypothèses de départ quant à l'envergure et à la complexité du projet, aux exigences réglementaires et à l'ordonnancement des travaux étaient erronées. Le comité d'examen de la centrale Pickering A a également constaté des lacunes importantes dans diverses facettes de la gestion du projet, y compris le manque de planification du projet de redémarrage et l'omission de mettre en place les processus nécessaires pour surveiller efficacement le déroulement des travaux. Le rapport a conclu que « ayant reconnu que la remise en service de l'unité 4 a connu des ratés, OPG a mis en place au cours des derniers mois des mécanismes de gestion et de surveillance de projet plus appropriés ». Le comité d'examen de la centrale Pickering A estime que la décision de poursuivre ou non le projet de remise en service des autres unités doit être prise dans les plus brefs délais. OPG continue de se concentrer sur la conception technique, la planification et l'évaluation de la remise en service de la deuxième unité. Tous les travaux de conception technique et autres pour les troisième et quatrième unités ont été suspendus.

Changement de la structure de gestion et du rôle d'OPG
Comme il a été indiqué, en décembre 2003, le gouvernement a annoncé qu'il acceptait la démission du président du conseil, du président et chef de la direction et du chef de l'exploitation d'OPG, ainsi que celle des autres membres du conseil d'administration. Le gouvernement a nommé un président et chef de la direction par intérim, Richard Dicerni, qui occupait auparavant le poste de vice-président directeur et secrétaire général d'OPG. En décembre 2003, un nouveau conseil d'administration a été provisoirement formé, avec l'honorable Jake Epp comme président.

Le conseil d'administration agit actuellement comme comité de vérification. En décembre 2003, les autres comités du conseil ont été provisoirement suspendus. Cependant, l'ensemble du conseil d'administration s'acquitte des obligations des autres comités.

Le gouvernement a adopté une résolution limitant le pouvoir du conseil d'administration à l'égard de certaines questions relatives au personnel et des dépenses concernant les unités 1, 2 et 3 de la centrale Pickering A. OPG est également assujettie à une convention de l'actionnaire sur certains aspects de sa gouvernance. La convention porte notamment sur l'approbation d'opérations commerciales, la communication d'information et la politique de dividende.

Le 16 décembre 2003, le gouvernement a demandé au nouveau conseil d'OPG d'entreprendre l'examen financier des activités de la Société. En janvier 2004, le comité a nommé KPMG s.r.l. pour entreprendre l'examen, ciblée sur les plans d'affaires annuels d'OPG entre 1999 et 2003. L'examen de KPMG permettra de relever et de quantifier l'incidence des changements survenus chaque année de même que ceux qui découlent directement du plan d'affaires de base.

De plus, en décembre 2003, le gouvernement a annoncé la constitution du comité d'examen d'OPG, qui sera chargé de conseiller le gouvernement sur les questions touchant OPG à long terme. Le comité d'examen d'OPG a pour mandat de faire des recommandations sur le rôle d'OPG sur le marché de l'électricité de l'Ontario, sur la structure qu'OPG devrait adopter à l'avenir, sur sa gouvernance et sur la structure de sa haute direction, ainsi que sur la possibilité d'une remise en état des unités 1, 2 et 3 de la centrale Pickering A. Les recommandations et la réaction du gouvernement pourraient avoir une incidence importante sur les activités, la situation financière, la structure et les perspectives d'OPG.

Cession de contrôle
Les initiatives d'OPG visant la satisfaction initiale de ses obligations de cession de contrôle ont été directement touchées par les récentes résolutions du gouvernement. Pour éviter qu'OPG exerce une position dominante sur le marché après l'ouverture de celui-ci, en 1999, la Province a approuvé un plan « d'atténuation de l'emprise sur le marché » visant à protéger les intérêts des consommateurs, tout en assurant une transition ordonnée et graduelle à une structure sectorielle dans laquelle la part de production d'OPG sur le marché ontarien serait considérablement réduite. C'est ainsi qu'OPG a entrepris un plan de cession de contrôle. Elle a conclu un contrat de location-exploitation à long terme avec Bruce Power concernant les centrales nucléaires de Bruce et a vendu quatre centrales hydroélectriques situées le long de la rivière Mississagi. Pour satisfaire à toutes les exigences prescrites, d'autres activités de cession de contrôle sont nécessaires. Cependant, le gouvernement a annoncé qu'aucun actif de production du secteur public ne pourrait désormais être vendu. OPG s'attend à ce que cette question soit abordée dans le rapport du comité d'examen d'OPG. Un autre aspect essentiel du processus d'atténuation de l'emprise sur le marché est l'obligation d'OPG relativement aux rabais. Voir la section « Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché ».

Tirer parti de la structure organisationnelle
OPG poursuit ses initiatives pour l'amélioration de sa compétitivité sur le plan des coûts et de sa souplesse opérationnelle. En décembre 2001, OPG a approuvé un plan de restructuration qui visait la coupure d'environ 2 000 postes à l'échelle de la Société. En tout, 1 450 employés ont accepté des indemnités de cessation d'emploi. L'objectif initial d'OPG était fondé sur la cession du contrôle d'actifs de production additionnels qui n'a pas eu lieu et sur certaines hypothèses concernant l'état des centrales nucléaires. Les autres initiatives d'OPG, notamment son engagement renouvelé dans le perfectionnement de la main-d'œuvre et des relations de travail axées sur la collaboration, contribueront à une plus grande souplesse opérationnelle et à une productivité accrue.

Engagement envers le développement durable et performance
OPG est engagée envers le développement durable. Elle vise notamment à satisfaire à toutes les exigences législatives sur l'environnement et aux engagements environnementaux volontaires, à conserver sa certification ISO 14001 pour ses systèmes de gestion de l'environnement, à intégrer les facteurs environnementaux et sociaux dans la planification, la prise de décision et les pratiques commerciales, à développer l'utilisation de l'énergie renouvelable et des technologies efficaces sur le plan de l'énergie et à mesurer et à communiquer sa progression vers la réalisation du développement durable, comme l'indique son rapport d'état annuel sur sa progression vers le développement durable.

Autres initiatives stratégiques
OPG contribue à une nouvelle capacité de production en Ontario. La centrale de Brighton Beach est en cours de construction, près de Windsor, en Ontario, par une société en commandite constituée par OPG, ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. La centrale alimentée au gaz de 580 MW devrait entrer en service d'ici le milieu de 2004. La société a signé une entente de conversion énergétique avec Coral Energy Canada Inc. (« Coral »), en vertu de laquelle Coral livrera le gaz naturel à la centrale et possédera, commercialisera et négociera toute la production d'électricité.

En décembre 2002, OPG a créé une société en commandite avec TransCanada Energy Ltd., Portlands Energy Centre L.P. La société continue d'évaluer la faisabilité d'une centrale de coproduction à cycles combinés de 550 MW, alimentée au gaz naturel, sur le site de l'ancienne centrale R.L. Hearn, près du centre-ville de Toronto. La centrale permettrait de répondre aux besoins croissants en énergie du centre-ville de Toronto. OPG attend d'autres détails sur le processus, dont il est question ci-avant, relatif à la recherche par le gouvernement d'une capacité additionnelle de jusqu'à 2 500 MW.

En août 2003, l'ancien ministre de l'Énergie de l'Ontario a annoncé que le gouvernement procédait à une étude visant l'expansion de la centrale Sir Adam Beck, près de Niagara Falls. L'étude devrait être terminée au printemps de 2004. OPG évalue également la faisabilité économique d'un tunnel souterrain de Niagara Falls à l'installation Sir Adam Beck afin d'accroître la production d'électricité sortant de la centrale. OPG attend d'autres directives du gouvernement sur son rôle à l'égard de ce projet.

Marché de l'électricité de l'Ontario

Le 1er mai 2002, l'Ontario a ouvert ses marchés de gros et de détail à la libre concurrence (« l'ouverture du marché »). Les producteurs, les grossistes, les fournisseurs et les commerçants de l'intérieur et de l'extérieur de l'Ontario se font concurrence pour vendre ou acheter l'électricité sur le marché de l'électricité en temps réel ou sur le marché au comptant administré par la SIGMÉ.

Conséquemment à l'ouverture du marché, la SIGMÉ répartira sur le marché au comptant l'ensemble de la production d'OPG et des autres producteurs de l'Ontario. Les producteurs treront leurs produits des ventes sur le marché au comptant ainsi que de l'approvisionnement des réserves pour l'exploitation et des contrats de prestation de services connexes. Les producteurs et autres fournisseurs pourront aussi offrir des produits de gestion du risque financier et vendre des produits et services liés à l'énergie afin de répondre aux besoins des clients en solutions énergétiques.

En décembre 2002, le gouvernement de l'Ontario a adopté la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*. En mars 2003, il a annoncé un plan de protection des entreprises pour les gros consommateurs d'électricité en Ontario. Entre autres changements, la loi et les règlements connexes fixent le prix de l'électricité à 4,3 ¢ le kWh pour les petits consommateurs (dont la consommation annuelle ne dépasse pas 250 000 kWh), les consommateurs qui ont une demande égale ou inférieure à 50 kW et d'autres consommateurs désignés. Le prix de 4,3 ¢ le kWh est appliqué de façon rétroactive en date du 1er mai 2002. Sauf dans le cas de certains clients désignés, tous les consommateurs dont la consommation annuelle dépasse les 250 000 kWh resteront dans les marchés de gros et de détail concurrentiels et recevront des rabais en vertu des ententes sur l'atténuation de l'emprise sur le marché pour la période de 12 mois terminée le 30 avril 2003. Depuis le 1er mai 2003, les rabais accordés à ces clients sont fixés à 50 % de l'excédent du prix moyen du marché au comptant sur le marché sur 3,8 ¢ le kWh et sont versés chaque trimestre par la SIGMÉ.

En décembre 2003, le gouvernement de l'Ontario a adopté la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)*. La loi vient modifier la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* en instaurant un nouveau mécanisme d'établissement du prix de l'électricité pour les petits consommateurs et des consommateurs désignés. Le prix fixe de 4,3 ¢ le kWh, qui avait été établi pour ces consommateurs, sera porté, à compter du 1er avril 2004, à 4,7 ¢ le kWh pour les premiers 750 kWh consommés chaque mois. La consommation mensuelle supérieure à ce seuil sera tarifée à 5,5 ¢ le kWh. La nouvelle loi exige également qu'à compter

du 1er mai 2005, le prix de l'électricité facturé à ces consommateurs soit déterminé par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO), conformément aux règlements qui seront établis ultérieurement. Les mécanismes en place pour les clients dont la consommation annuelle dépasse 250 000 kWh, comme il est indiqué ci-avant, n'ont pas été touchés par la loi de décembre 2003.

En outre, comme il est mentionné à la section « Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché » ci-après, à ce jour, les changements aux lois et aux règlements connexes qui fixent les prix pour certains consommateurs ne se répercutent pas sur le calcul des rabais que verse OPG à la SIGMÉ. OPG continuera d'être liée par son engagement à l'égard du rabais en fonction de l'entente actuelle sur l'atténuation de l'emprise sur le marché.

Secteurs d'activité

Depuis l'ouverture à la libre concurrence du marché de l'électricité en Ontario, le 1er mai 2002, OPG a commencé à répartir ses activités entre deux secteurs isolables : Production et Commercialisation de l'énergie. Une autre catégorie, Secteur non énergétique et autres, englobe les produits d'exploitation et certains coûts qui ne sont pas affectés aux deux secteurs d'activité.

Secteur Production

OPG exerce son activité principale, la production et la vente d'électricité, en Ontario. Depuis l'ouverture du marché de l'électricité en Ontario, le 1er mai 2002, l'ensemble de la production d'électricité d'OPG est vendue sur le marché au comptant en temps réel qui est administré par la SIGMÉ. Ainsi, la majorité des produits d'OPG provient des ventes sur le marché au comptant. OPG tire également des produits de l'approvisionnement des réserves pour l'exploitation et des contrats de prestation de services connexes (réglage de la tension / soutien de la puissance réactive, installations certifiées de redémarrage à froid et réglage de production automatique). Avant l'ouverture du marché, OPG vendait de l'électricité directement aux clients du marché de gros en Ontario ainsi qu'aux clients des marchés interconnectés.

OPG a conclu divers contrats de vente d'électricité et contrats de vente connexes avec ses clients afin de couvrir le risque lié aux fluctuations du prix de l'électricité sur le marché au comptant en Ontario. Les contrats désignés en tant que couvertures des produits tirés des activités de production sont intégrés dans les activités du secteur Production. Les gains ou les pertes sur ces instruments de couverture sont constatés pendant la durée du contrat lorsque les opérations sous-jacentes sont effectuées.

Secteur Commercialisation de l'énergie

Le secteur Commercialisation de l'énergie tire ses produits de différentes opérations financières et opérations physiques sur le marché de l'énergie avec les gros consommateurs et consommateurs moyens de même que les consommateurs intermédiaires comme des sociétés de service public, des courtiers, des courtiers-fournisseurs, des négociateurs et autres négociants et vendeurs au détail. La commercialisation de l'énergie sur les marchés déréglementés comprend la négociation, la vente de produits de gestion des risques financiers et la vente de produits et de services énergétiques destinés à répondre aux besoins des clients en matière de solutions énergétiques. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans les produits tirés du secteur Commercialisation de l'énergie à titre de gains ou de pertes. OPG achète et vend de l'électricité par l'entremise du marché au comptant de la SIGMÉ et des marchés interconnectés des provinces canadiennes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis.

Secteur non énergétique et autres

OPG tire ses produits autres qu'énergétiques en vertu d'une entente de location-exploitation conclue avec Bruce Power qui vise ses centrales nucléaires de Bruce. Ils comprennent les produits de location, les intérêts débiteurs et les produits tirés de l'analyse et de la conception techniques, des services techniques et autres. Les produits autres qu'énergétiques englobent aussi les produits tirés de la vente d'isotopes au secteur médical et les locations immobilières.

Analyse des résultats d'exploitation

Secteur Production

(en millions de dollars)	**2003**	2002
Produits, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	**4 790**	5 364
Combustible	**1 678**	1 604
Achats d'électricité	**–**	290
Marge brute	**3 112**	3 470
Exploitation, entretien et administration		
Charges liées à la remise en service de Pickering A	**2 072**	2 052
Remise en service de Pickering A	**258**	411
Amortissement	**496**	459
Augmentation du passif au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	**430**	411
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(238)**	(243)
Impôt foncier et impôt et taxe sur le capital	**98**	101
Bénéfice (perte) avant ce qui suit	**(4)**	279
Dépréciation des actifs à long terme	**576**	–
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	**(580)**	279

Dépréciation des actifs à long terme

Étant donné l'engagement du gouvernement de fermer les centrales au charbon d'ici 2007, les centrales au charbon de Nanticoke, Lambton, Thunder Bay et Atikokan seront mises hors service avant la fin de leur durée de vie utile estimative. La durée de vie des centrales au charbon était estimée comme suit : de 2010 à 2020 pour Lambton, 2015 pour Nanticoke, 2021 pour Thunder Bay et 2025 pour Atikokan. L'élimination des flux de trésorerie liés à l'exploitation de ces centrales après 2007 a donné lieu à la constatation d'une dépréciation de 576 millions de dollars à titre de charge d'exploitation.

Panne du 14 août 2003

Le 14 août 2003, une panne provenant des États-Unis s'est répercutée sur une grande partie de l'Ontario et sur le nord-est des États-Unis. Après la panne, OPG a tout de suite pris des mesures pour remettre en service ses centrales électriques. Les centrales hydroélectriques ont été reconnectées au réseau de transport en quelques heures. Le vendredi 15 août 2003, près de 60 % de la capacité de production d'OPG, y compris les centrales hydroélectriques d'OPG, la plupart des centrales à combustible fossile et quelques centrales nucléaires, avait été reconnectée au réseau de transport. Le lundi 18 août 2003, près de 85 % de la capacité disponible d'OPG avait été reconnectée au réseau de transport, dont les quatre unités de la centrale nucléaire Darlington d'OPG. La capacité de production était entièrement fonctionnelle le 29 août 2003.

OPG a estimé que la panne avait entraîné une diminution de quelque 60 millions de dollars à 70 millions de dollars de la marge brute, et une réduction de quelque 40 millions de dollars à 50 millions de dollars du bénéfice net, compte tenu, notamment, de l'incidence de la perte de produits et des charges d'exploitation plus élevées relativement à la restauration de la capacité de production.

Marge brute

La marge brute résultant de la vente d'électricité dans le secteur Production a été de 3 112 millions de dollars en 2003, contre 3 470 millions de dollars en 2002, soit une baisse de 358 millions de dollars. Le facteur le plus important qui a contribué à la baisse de la marge brute a été l'incidence de la diminution de la production d'électricité, qui comprend l'incidence de la panne, et la hausse des prix du charbon, du pétrole et du gaz naturel pour les centrales à combustible fossile. L'incidence de ces facteurs a été en partie contrebalancée par l'augmentation des prix moyens de l'électricité en 2003, comparativement à l'exercice précédent.

À la conclusion du contrat de location-exploitation visant les centrales nucléaires de Bruce avec Bruce Power en mai 2001, OPG était tenue d'acheter et de revendre la totalité de la production électrique de Bruce Power, jusqu'au 1er mai 2002, date de l'ouverture du marché de l'électricité en Ontario. À la suite de l'ouverture du marché, Bruce Power a commencé à vendre directement son électricité sur le marché au comptant de l'électricité en temps réel administré par la SIGMÉ. Cet événement a entraîné une baisse du volume et des produits d'exploitation d'OPG de même que l'élimination des coûts relatifs à l'achat d'électricité auprès de Bruce Power. L'incidence sur la marge brute de l'abandon de cette activité comparativement à 2002 a été négligeable.

Produits

(en millions de dollars)	**2003**	2002
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des opérations financières	**6 223**	4 250
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	**(1 510)**	(907)
Ventes d'électricité (avant l'ouverture du marché)	**–**	1 939
Divers	**77**	82
Total des produits tirés de la production	**4 790**	5 364

Les produits tirés de la production se sont élevés à 4 790 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, contre 5 364 millions de dollars en 2002, en baisse de 574 millions de dollars. La diminution des produits tirés de la production est essentiellement attribuable à une baisse des volumes résultant de la baisse de la production des centrales d'OPG et de l'annulation, à la suite de l'ouverture du marché, de l'entente visant l'achat et la revente de la totalité de la production électrique de Bruce Power. L'incidence du fléchissement du volume a été en partie compensée par la hausse des prix moyens de l'électricité entre 2002 et 2003.

Prix de l'électricité

Une part importante des ventes d'électricité d'OPG est assujettie à un plafond annuel moyen de 3,8 ¢ par kWh régi par un mécanisme de rabais lié à une entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché. Le prix de vente moyen sur le marché au comptant d'OPG pour 2003, compte tenu du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, s'est élevé à 4,4 ¢ le kWh, contre 4,4 ¢ le kWh pour la période comprise entre le 1er mai 2002 et le 31 décembre 2002, à la suite de l'ouverture du marché, et contre un prix fixe de 4,0 ¢ le kWh avant l'ouverture du marché, en 2002.

Les prix du marché au comptant de l'Ontario pour le premier semestre de 2003 ont été supérieurs à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, surtout en raison de l'incidence de la durée prolongée des températures froides pendant l'hiver, d'un printemps frais et de la hausse des prix du gaz naturel. Pendant le premier semestre de 2003, les prix moyens du marché au comptant d'OPG, compte tenu du taux prévu par l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, ont été de 4,6 ¢ le kWh, en regard de 3,5 ¢ le kWh pour mai et juin 2002, et d'un taux fixe de 4,0 ¢ le kWh avant l'ouverture du marché, en 2002. Les prix du marché au comptant pour le deuxième semestre de 2003 ont diminué par rapport à l'exercice précédent, surtout en raison d'un été et d'un automne plus tempérés ainsi que de la baisse de la demande d'électricité. Pendant le deuxième semestre de 2003, les prix moyens du marché au comptant d'OPG se sont établis à 4,1 ¢ le kWh, en regard de 4,8 ¢ le kWh pour la période correspondante de l'exercice précédent. Il y avait 3 971 degrés-jours de chauffage[1] et 312 degrés-jours de réfrigération[2] en 2003, contre 3 632 degrés-jours de chauffage et 517 degrés-jours de réfrigération en 2002. La moyenne standard sur 10 ans est de 3 772 degrés-jours de chauffage et 338 degrés-jours de réfrigération.

Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché

Pour éviter qu'OPG exerce une position dominante sur le marché de l'Ontario, OPG doit, en vertu de sa licence de production, délivrée par la CEO, respecter les mesures d'atténuation de l'emprise sur le marché, notamment par un mécanisme de rabais (« l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché »). Dans le cadre de ce dernier, une part importante de ses ventes d'électricité prévues est assujettie à un plafond annuel moyen de 3,8 ¢ le kWh pendant les quatre premières années suivant l'ouverture du marché. OPG est tenue de verser un rabais à la SIGMÉ équivalant à l'excédent, le cas échéant, du prix moyen horaire de l'électricité sur le marché au comptant sur 3,8 ¢ le kWh, pour le volume des ventes d'électricité assujetti au mécanisme de rabais.

Dans le cadre de la licence de production d'OPG, la Société a la possibilité de réduire le volume d'électricité assujetti au rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché en transférant le contrôle effectif de certaines de ses installations de production à d'autres participants du marché. À mesure que la Société transférera le contrôle effectif des installations et réalisera certains objectifs, elle pourra déposer, auprès de la CEO, une demande d'ordonnance établissant que les opérations représentent le transfert du contrôle effectif et éliminer ainsi une partie de l'obligation de rabais lié à une entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché. Comme il est indiqué précédemment, le gouvernement a indiqué qu'il ne serait plus permis de vendre des actifs de production du secteur public.

En mai 2001, OPG a conclu l'entente visant la location de ses centrales nucléaires de Bruce à Bruce Power et, en mai 2002, elle a conclu la vente de quatre centrales hydroélectriques situées le long de la rivière Mississagi à Mississagi Power Trust. En avril 2003, en réponse aux demandes déposées auprès de la CEO, celle-ci a jugé qu'OPG avait transféré le contrôle effectif des centrales nucléaires de Bruce et des centrales situées le long de la rivière Mississagi. Par conséquent, la CEO a accepté la réduction du volume d'électricité assujetti au mécanisme de rabais, ce qui a donné lieu à une réduction de 101,8 TWh à 81,4 TWh pour la période de 12 mois du règlement, terminée le 30 avril 2003. Cette réduction s'applique également au reste de la période de l'obligation de rabais. Ces approbations n'ont pas d'incidence sur le rabais accordé aux clients en vertu du plan de protection des entreprises.

Conformément à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, le rabais est calculé selon le volume des ventes d'électricité assujetti au mécanisme de rabais s'appliquant uniquement aux centrales de production qu'OPG continue de contrôler. Comme le prix horaire moyen sur le marché au comptant en 2003 et en 2002 a dépassé le plafond de 3,8 ¢ le kWh, OPG a inscrit un total de 1 510 millions de dollars à titre de rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché en 2003 et de 907 millions de dollars en 2002. Le rabais total de 2 417 millions de dollars représente 23 % des produits du secteur Production depuis l'ouverture du marché.

---

1 Les degrés-jours de chauffage représentent le total des températures quotidiennes moyennes en dessous de la barre des 18° C, mesurées à l'aéroport Pearson, à Toronto.

2 Les degrés-jours de réfrigération représentent le total des températures quotidiennes moyennes au-dessus de la barre des 18° C, mesurées à l'aéroport Pearson, à Toronto.

En avril 2003, l'ancien ministre de l'Énergie a passé une directive modifiant la procédure de calcul, d'affectation et de transfert du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché. En vertu de la directive, le premier paiement était fondé sur la période de neuf mois marquée par l'ouverture du marché, le 1er mai 2002, et terminée le 31 janvier 2003, déduction faite des paiements intermédiaires de 335 millions de dollars d'OPG à la SIGMÉ en 2002. Pour les périodes subséquentes jusqu'au 30 avril 2006, OPG effectue des paiements de rabais trimestriels à la SIGMÉ. OPG a versé un total de 1 673 millions de dollars à titre de rabais à la SIGMÉ en 2003. La SIGMÉ transfère les paiements de rabais aux participants du marché conformément aux modalités de la directive et du plan de protection des entreprises.

Au 31 décembre 2003, le rabais à payer en vertu de l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché était de 409 millions de dollars, ce qui correspond au rabais pour la période comprise entre le 1er août 2003 et le 31 décembre 2003. Au 31 décembre 2002, le rabais à payer en vertu de l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché était de 572 millions de dollars.

Volume

	2003	2002
Énergie totale disponible pour le secteur Production (TWh)		
Production d'électricité :		
Nucléaire	**37,7**	41,9
Fossile	**39,0**	39,6
Hydroélectrique	**32,4**	34,3
Total de la production électrique	**109,1**	115,8
Achats d'électricité	**–**	7,4
Divers	**–**	(0,1)
Énergie totale disponible pour le secteur Production	**109,1**	123,1

Les volumes de vente d'électricité en 2003 se sont élevés à 109,1 TWh contre 123,1 TWh en 2002. La baisse des volumes est attribuable à l'exécution de l'entente visant l'achat et la revente de l'électricité produite par les centrales nucléaires de Bruce auprès de Bruce Power et à la diminution de la production des centrales d'OPG. OPG a acheté et revendu 6,8 TWh d'électricité de Bruce Power entre le 1er janvier 2002 et le 1er mai 2002. Le recul de la production résulte en partie de l'incidence sur la production nucléaire de l'exigence réglementaire relative à un arrêt pour revue du confinement de la centrale à la centrale Darlington d'OPG, qui a lieu tous les six ans, du nombre de jours pour arrêt planifié et forcé plus élevé à la centrale Pickering B d'OPG et de l'incidence de la panne. La production hydroélectrique a diminué en 2003 en regard de l'exercice précédent par suite de la baisse significative des niveaux d'eau pendant le premier semestre de 2003 comparativement à 2002. Moins d'eau s'est écoulée dans le réseau pendant la crue printanière de 2003 (eau produite par la fonte des neiges) en raison du manque de pluie et des chutes de neige inférieures à la normale. En 2003, la production par combustible fossile a été légèrement inférieure à celle de 2002, en raison d'une diminution de la demande pendant le deuxième semestre de 2003, tenant à un été et à un automne plus tempérés que l'année dernière.

Combustible

Les charges liées au combustible se sont établies à 1 678 millions de dollars en 2003 contre 1 604 millions de dollars en 2002, soit une augmentation de 74 millions de dollars. Celle-ci découle de la hausse des prix du charbon, du pétrole et du gaz naturel servant à la production par combustible fossile. L'incidence de cette hausse a été en partie contrebalancée par la baisse de la consommation résultant de la diminution de la production des centrales nucléaires et à combustible fossile et par la baisse des charges sur les revenus bruts découlant du recul de la production hydroélectrique. Le paiement des charges sur les revenus bruts est fondé sur la production annuelle d'électricité tirée des centrales hydroélectriques et dépend à la fois de la production électrique et hydroélectrique. En 2003, les revenus bruts ont été calculés d'après un prix fixe de 40 $ le MWh pour l'électricité en vertu des règlements de la *Loi de 1998 sur l'électricité*.

Achats d'électricité

En 2003, il n'y a pas eu d'achats d'électricité pour le secteur Production. Après l'ouverture du marché, OPG n'était plus tenue d'acheter de l'électricité de Bruce Power ou d'acheter de l'électricité pour répondre à la demande du marché ontarien. En 2002, les achats d'électricité s'étaient élevés à 290 millions de dollars, pour 7,4 TWh d'électricité, surtout auprès de Bruce Power.

Exploitation, entretien et administration

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration, y compris la remise en service de Pickering A, se sont établies à 2 072 millions de dollars en 2003, contre 2 052 millions de dollars en 2002, soit une augmentation de 20 millions de dollars. L'étendue et la portée plus importantes des travaux et des améliorations pendant les temps d'arrêt prévus et forcés de la centrale nucléaire Pickering B d'OPG de même que le temps d'arrêt prévu à la centrale nucléaire Darlington d'OPG ont contribué à une hausse des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de 77 millions de dollars en 2003 comparativement à l'exercice précédent. La prolongation des activités d'arrêt prévues et les travaux de maintenance accrus aux centrales à combustible fossile d'OPG ont également entraîné une majoration de 32 millions de dollars des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration par rapport à 2002. De plus, une entente de règlement avec la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail avait donné lieu à une réduction ponctuelle de 24 millions de dollars des

charges pour 2002. Cette entente visait la prise en charge, par la Commission, des obligations relatives aux demandes d'indemnisation des travailleurs courantes et futures d'OPG contre un paiement en espèces.

La hausse des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration en 2003 a été en partie contrebalancée par des économies additionnelles de 50 millions de dollars relatives aux activités de restructuration d'OPG. De plus, en 2002, OPG avait imputé à ses résultats un montant de 25 millions de dollars relatif aux matières et fournitures excédentaires et obsolètes aux centrales nucléaires. Les autres réductions des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration en 2003 comparativement à l'exercice précédent, notamment la baisse des charges liées aux prestations de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi, ont totalisé 38 millions de dollars.

Remise en service de Pickering A
Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration relatives à la remise en service de la centrale Pickering A se sont élevées à 258 millions de dollars en 2003, en regard de 411 millions de dollars en 2002, ce qui représente un recul de 153 millions de dollars. Ce recul tient essentiellement à une diminution des activités de construction en 2003, les travaux ayant pris fin pour la première unité remise en service.

Amortissement
En 2003, la dotation aux amortissements a été de 496 millions de dollars, en regard de 459 millions de dollars pour la période correspondante de 2002, pour une hausse de 37 millions de dollars. La hausse de 2003 résulte de l'augmentation de valeur des actifs en service avec la fin des travaux à la première unité de Pickering A et de la mise en place du matériel de réduction catalytique sélective.

Étant donné la fermeture anticipée des centrales au charbon d'ici la fin de 2007, l'amortissement devrait augmenter d'environ 500 millions de dollars entre 2004 et 2007, par rapport au montant qui aurait été enregistré si les centrales au charbon étaient restées en service jusqu'à la fin de leur durée de vie utile estimative.

Désactualisation
L'augmentation due à la désactualisation découle du fait que les passifs au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires sont comptabilisés à leur valeur actualisée nette, en fonction d'un taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit de 5,75 %. La charge de désactualisation correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs due à l'écoulement du temps. En 2003, la charge de désactualisation a atteint 430 millions de dollars, en regard de 411 millions de dollars en 2002. L'augmentation de 19 millions de dollars découle de la croissance du passif auquel a été appliqué le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit en 2003.

Avant 2003, OPG présentait une charge pour revalorisation se composant de la charge de désactualisation, déduction faite du bénéfice au titre des fonds pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires et des intérêts obtenus sur le montant à recevoir de la SFIÉO. Depuis 2003, le bénéfice sur les fonds et la charge de désactualisation sont présentés séparément. Les montants comparatifs pour 2002 ont été reclassés.

Fonds pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires
En juillet 2003, OPG et la Province ont conclu des accords en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA) qui exigeait l'établissement de fonds distincts pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires. Pour se conformer à l'ONFA, OPG a transféré les actifs de ses fonds existants pour enlèvement des immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires à un fonds de démantèlement et à un fonds pour combustible épuisé, détenus dans des comptes de garde. De plus, un montant à recevoir de la SFIÉO de 3,1 milliards de dollars a été transféré dans le fonds de démantèlement, sous forme d'un versement au comptant de 1,2 milliard de dollars et d'effets portant intérêt de 1,9 milliard de dollars.

Avant la constitution des nouveaux fonds distincts, les investissements se composaient essentiellement de titres à revenu fixe. Les actifs dans les nouveaux fonds distincts sont investis dans des titres de capitaux propres et d'emprunt. Les actifs des fonds distincts sont traités comme des placements à long terme et comptabilisés à la fraction non amortie du coût. Il peut donc y avoir des gains et des pertes non matérialisés à chaque date de bilan. En 2003, le bénéfice tiré des fonds pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires s'est élevé à 238 millions de dollars, en regard de 243 millions de dollars en 2002, pour une baisse de 5 millions de dollars. Au 31 décembre 2003, les gains nets non matérialisés dans le fonds de démantèlement ont totalisé près de 160 millions de dollars (actifs du fonds de 3 641 millions de dollars à la fraction non amortie du coût et de 3 801 millions de dollars à la valeur marchande).

En vertu de l'ONFA, la Province garantit un rendement dans le fonds pour combustible épuisé de 3,25 % au-dessus de l'indice des prix à la consommation (IPC) (le « rendement garanti »). OPG comptabilise le rendement garanti du fonds pour combustible épuisé à titre de bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. L'écart entre le rendement garanti sur le fonds pour combustible épuisé et le rendement réel net, selon la juste valeur des actifs du fonds, qui comprend les rendements réalisés et non réalisés, doit être remis à la Province ou versé par elle. Étant donné que le rendement est garanti, le bénéfice constaté tiré du fonds pour combustible épuisé est le même, qu'il soit calculé à la fraction non amortie du coût ou à la valeur marchande.

Permis d'exploitation

En juin 2003, la Commission canadienne de sûreté nucléaire a annoncé sa décision de renouveler les permis d'exploitation des centrales nucléaires Pickering A et Pickering B d'OPG. Le permis de la centrale Pickering B a une durée de cinq ans et échoit le 30 juin 2008. Le permis d'exploitation de la centrale Pickering A a une durée de deux ans et échoit le 30 juin 2005. La centrale nucléaire Darlington d'OPG s'est vu octroyer un permis de cinq ans en février 2003.

Secteur Commercialisation de l'énergie

Depuis l'ouverture du marché en mai 2002, OPG a effectué des opérations essentiellement à court terme, d'une journée à un an, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés d'électricité avoisinants. Ces activités se rapportent essentiellement à l'énergie physique, qui est achetée et vendue aux limites de la province de l'Ontario, et à la vente de produits de gestion de risques financiers et de produits et services servant à répondre aux besoins des clients en solutions énergétiques. Avant l'ouverture du marché, l'activité liée à la commercialisation de l'énergie d'OPG ne constituait pas un secteur isolable sur le plan comptable. Par conséquent, les montants comparatifs de 2002 ne reflètent que les activités de la période comprise entre le 1er mai 2002 et le 31 décembre 2002.

(en millions de dollars)	**2003**	2002
Produits, déduction faite des achats d'électricité	**68**	59
Exploitation, entretien et administration	**8**	6
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	**60**	53

Produits

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, les produits du secteur Commercialisation de l'énergie se sont chiffrés à 68 millions de dollars, en regard de 59 millions de dollars en 2002. L'augmentation de 9 millions de dollars s'explique par l'exercice complet d'exploitation en 2003, comparativement à une période de huit mois en 2002, à la suite de l'ouverture du marché, en mai 2002. Les températures modérées pendant l'été et l'automne de 2003 ont diminué la volatilité du marché de l'électricité et ont restreint les possibilités d'activités de commercialisation à court terme en regard de la même période de l'exercice précédent.

Les achats et ventes interconnectés (y compris ceux qui sont réglés physiquement) et les gains et pertes à la valeur marchande (réalisés et non réalisés) sur les contrats d'échange d'électricité sont présentés au montant net dans les états consolidés des résultats. À leur montant brut, les produits et les achats d'électricité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 auraient augmenté de 189 millions de dollars (91 millions de dollars en 2002), ce qui n'aurait eu aucune incidence sur le bénéfice net.

Secteur non énergétique et autres

(en millions de dollars)	**2003**	2002
Produits	**320**	323
Exploitation, entretien et administration	**55**	55
Amortissement	**107**	102
Impôt foncier et impôt et taxe sur le capital	**16**	14
Perte sur les contrats d'option à taux intermédiaires	**30**	210
Bénéfice (perte) avant ce qui suit :	**112**	(58)
Restructuration	**–**	222
Autres produits	**58**	171
Intérêts débiteurs nets	**144**	150
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	**26**	(259)

Produits

Les produits du secteur se composent principalement des produits de location et autres tirés du contrat de location avec Bruce Power. En vertu de ce contrat, la Société a loué ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B jusqu'en 2018, avec des options de renouvellement de jusqu'à 25 ans. Les produits du Secteur non énergétique pour 2003 se sont élevés à 320 millions de dollars, en regard de 323 millions de dollars en 2002. La baisse de 3 millions de dollars est principalement attribuable au fléchissement des produits des services techniques et à la diminution des intérêts créditeurs liés à l'effet de 225 millions de dollars auprès de Bruce Power, qui a été réglé en février 2003.

Perte sur les options à taux intermédiaires

Dans le cadre d'un règlement intitulé « Transition – Generation Corporation Designated Rate Options » (TRO), OPG est tenue d'accorder, à l'ouverture du marché, un allégement de tarifs transitoire à certaines sociétés d'énergie pour une période maximale de quatre ans, selon la consommation et le prix moyen payé par chaque client pendant une période de référence s'échelonnant du 1er juillet 1999 au 30 juin 2000. La durée maximale du programme est de quatre ans.

Une provision de 210 millions de dollars pour les contrats TRO a été constatée au cours du premier trimestre de 2002 en fonction de la perte future estimative sur ces contrats. La provision a été déterminée à cette date selon la meilleure estimation de la courbe des prix à terme établis par la direction, les commissions de marché de l'électricité de gros, l'incidence de la cession de contrôle sur les contrats, les interruptions de production et le recouvrement des rabais relatifs à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché. La provision pour les contrats TRO a été constituée en fonction de l'atteinte des objectifs de cession de contrôle dans les trois années suivant l'ouverture du marché. OPG ne s'attend plus à atteindre les objectifs de cession de contrôle nécessaires pour que les contrats TRO échoient après trois

ans. Donc, un montant additionnel de 30 millions de dollars relatif à la quatrième année des contrats TRO a été comptabilisé en 2003.

Autres produits
Les autres produits ont totalisé 58 millions de dollars en 2003, en regard de 171 millions de dollars en 2002, ce qui représente un fléchissement de 113 millions de dollars. OPG a constaté des gains totaux de 58 millions de dollars en 2003 de la vente de placements à long terme. En 2002, OPG avait comptabilisé des gains d'un total de 54 millions de dollars de la vente de placements à long terme, un gain de 99 millions de dollars de la vente de quatre centrales hydroélectriques situées le long de la rivière Mississagi, 11 millions de dollars de la vente de la division d'analyse de la sécurité nucléaire et 7 millions de dollars de la vente des participations d'OPG dans New Horizon Systems Solutions et Kinectrics Inc.

Impôts sur les bénéfices
Le taux de recouvrement d'impôts réel sur la perte avant impôts a été de 0,6 %. La note 11 afférente aux états financiers consolidés explique les motifs des écarts de 2003 entre le taux de recouvrement d'impôts réel et le taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné prévu par la loi de 36,6 %. Le taux de recouvrement d'impôts réel peu élevé découle principalement de la provision pour moins-value reflétant le fait que, d'après les perspectives actuelles, il est plus probable qu'improbable qu'une tranche des impôts à recouvrer relativement à la perte de valeur ne sera pas réalisée. De plus, le taux de recouvrement d'impôts a diminué davantage en raison de l'incidence de l'impôt des grandes sociétés, qui ne dépend pas des bénéfices, et d'une modification du taux d'imposition futur de 30,1 % à 34,1 % tenant à l'augmentation du taux d'imposition provincial. Le taux d'imposition réel de 2002 était de 8,2 %.

Situation de trésorerie et sources de financement

Les flux de trésorerie provenant d'activités d'exploitation ont atteint 97 millions de dollars en 2003, en regard de 844 millions de dollars en 2002, pour un repli de 747 millions de dollars. Ce repli découle essentiellement des paiements au titre du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, qui ont totalisé 1 673 millions de dollars en 2003, contre 335 millions de dollars en 2002. Ces paiements, de même que les changements connexes du rabais à payer en vertu de l'entente associé à l'atténuation du pouvoir sur le marché, ont entraîné une diminution nette des flux de trésorerie de 735 millions de dollars comparativement à 2002. Le repli tient également à des cotisations accrues de 153 millions de dollars à la caisse de retraite et à des contributions plus élevées de 141 millions de dollars aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. L'incidence du repli a été en partie compensée par l'encaissement d'un produit de 225 millions de dollars reçu de Bruce Power et d'autres variations du solde hors caisse du fonds de roulement et d'autres facteurs, pour 57 millions de dollars.

Les prix de l'électricité ont affiché des variations saisonnières relatives aux fluctuations de la demande. Les prix augmentent généralement au cours du premier et du troisième trimestre en raison des besoins en chauffage pour le premier trimestre et en climatisation pour le troisième trimestre. Même si le rabais relié à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et les stratégies de couverture de la Société réduisent sensiblement l'incidence des variations saisonnières des prix sur les résultats d'exploitation de la Société, il n'en reste pas moins que les résultats peuvent varier considérablement en fonction des fluctuations des prix résultant du temps et d'autres facteurs, comme le prix du gaz naturel.

OPG est une entreprise hautement capitalistique qui l'oblige à continuer d'investir dans les immobilisations et la technologie pour améliorer l'efficacité de son exploitation, augmenter la capacité de production des centrales existantes et maintenir et améliorer le service, la fiabilité, la sécurité et la protection de l'environnement. Les dépenses en capital ont été de 643 millions de dollars en 2003, contre 869 millions de dollars en 2002. La diminution tient essentiellement à la baisse de dépenses pour la remise en service de Pickering A, en raison de la diminution des activités de construction en 2003 et de la réalisation de certains projets importants pendant l'exercice.

OPG a cotisé 153 millions de dollars aux régimes de retraite en 2003. Elle n'avait effectué aucune cotisation en 2002. Compte tenu d'un financement permanent, les actifs étant présentés à la valeur marchande, OPG estime que le déficit des régimes de retraite s'élevait à 1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2003 (1,6 milliard de dollars en 2002).

OPG a également contribué 453 millions de dollars aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires en 2003, en regard de 312 millions de dollars en 2002. OPG avait réduit ses contributions en 2002 dans le but de rajuster ses contributions excédentaires des exercices précédents.

La Société a versé des dividendes de 17 millions de dollars à la Province en 2003, relativement au bénéfice net de 2002, comparativement à 134 millions de dollars en 2002. Le montant versé en 2002 comprenait le produit de la cession du contrôle des centrales nucléaires de Bruce. Les dividendes sont déclarés et payés de façon à obtenir un taux de distribution de 35 % du bénéfice net annuel.

En février 2003, la Société a conclu une entente avec la SFIÉO afin de reporter le paiement sur un montant de capital de 700 millions de dollars sur des effets de premier rang venant à échéance en 2003 et 2004 et d'en prolonger le terme de deux ans.

Les taux d'intérêt sur ces effets demeurent inchangés. Les effets reportés et les nouvelles dates d'échéance se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	Capital des effets de premier rang	Échéance avant le report	Nouvelle échéance
	200	2003	2005
	100	2004	2006
	300	2004	2006
	100	2004	2006

En mars 2003, OPG a renouvelé sa facilité de crédit bancaire renouvelable avec conditions fixes à court terme de 1 000 millions de dollars. La facilité de crédit avait un terme renouvelable de 364 jours et pouvait être prolongée de deux ans si elle était utilisée. En décembre 2003, OPG a reporter la date de renouvellement de la facilité de mars 2004 à mai 2004. OPG a ensuite prolongé la facilité d'un terme de 364 jours sans l'option de prolongation de deux ans, à compter de mai 2004. Comme il est indiqué, la dette à payer à l'échéance et les autres paiements d'OPG après 2004 pourraient nécessiter des sources additionnelles de financement.

Les effets émis en vertu du programme de papier commercial de la Société sont garantis par la facilité de crédit bancaire. Au 31 décembre 2003, OPG n'avait aucun effet à court terme en circulation en vertu du programme de papier commercial, en regard de 182 millions de dollars en 2002.

En mai 2003, après avoir consulté la Province, OPG a obtenu l'approbation du conseil d'administration de procéder à la titrisation de créances. En octobre 2003, OPG a conclu un accord de titrisation à rechargement avec une fiducie indépendante. En vertu de l'accord de titrisation, la Société a vendu une participation indivise de copropriétaire dans certaines créances actuelles et futures découlant des activités courantes. La titrisation donne à OPG une autre source de financement possible. Le coût moyen des fonds pour 2003 a été de 2,8 %. Le produit initial net au comptant de 300 millions de dollars découlant de cette opération a été utilisé par OPG pour l'exploitation de l'entreprise.

Selon les modalités du contrat de location-exploitation initial avec Bruce Power, un effet de 225 millions de dollars devait être remboursé à OPG en deux versements de 112,5 millions de dollars au plus tard quatre ans et six ans suivant la date de clôture de l'opération. En février 2003, British Energy plc. a cédé l'intégralité de sa participation de 82,4 % dans Bruce Power. À la clôture de l'opération, l'effet de 225 millions de dollars a été payé à OPG. En vertu de l'ONFA, le produit découlant de l'effet doit être appliqué au plus tard en mars 2008 aux exigences de financement d'OPG relativement aux passifs pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. De plus, à la clôture, les paiements de location ont commencé à être versés chaque mois. De 2004 à 2008, sous réserve de certaines exceptions, les versements minimaux prévus dans le cadre du contrat de location s'élèveront à 190 millions de dollars par année. Pour l'essentiel, les autres modalités du contrat de location-exploitation demeurent inchangées.

Certaines ententes du secteur Commercialisation de l'énergie précisent que des sûretés additionnelles sous forme de lettres de crédit ou d'argent peuvent se révéler nécessaires à certaines conditions. Des sûretés additionnelles peuvent être nécessaires si la notation de la dette d'OPG baissait ou si les cours, selon les prix contractuels, augmentaient. OPG est également tenue de fournir des garanties aux sociétés de distribution locale, comme le stipule le code de règlement au détail de la CEO. Le montant de la garantie varie selon la taille des clients d'OPG situés dans la zone à desservir des sociétés de distribution locale. Au 31 décembre 2003, environ 125 millions de dollars de lettres de crédit avaient été émises à titre de sûreté auprès des sociétés de distribution locale et à l'appui du régime de retraite complémentaire.

Les obligations contractuelles de la Société et les autres engagements commerciaux au 31 décembre 2003 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2004	2005	2006	2007	2008	Après	Total
Ententes d'approvisionnement en combustible	692	230	197	108	109	70	1 406
Contributions effectuées dans le cadre de l'ONFA	454	454	454	454	679	2 103	4 598
Remboursement de la dette à long terme	–	500	800	400	400	1 100	3 200
Obligations d'achat non conditionnelles	69	38	22	15	11	14	169
Créditeurs à long terme	28	28	28	25	–	–	109
Obligations au titre de contrats de location-exploitation	10	10	9	9	9	10	57
Obligations au titre de contrats de location-acquisition	4	4	–	–	–	–	8
Divers	60	7	7	7	7	23	111
Total	1 317	1 271	1 517	1 018	1 215	3 320	9 658

Remise en service de la centrale Pickering A

OPG a terminé l'amélioration des dispositifs liés à la sécurité et à la protection de l'environnement et ses autres activités de remise à neuf requises pour la remise en service de la quatrième unité de la centrale nucléaire Pickering A. En septembre 2003, OPG a déclaré que l'unité 4 de Pickering A était prête à fonctionner de façon commerciale et a informé la SIGMÉ que l'unité était prête à approvisionner le marché ontarien.

OPG continue de se concentrer sur la conception technique, la planification et l'évaluation de la remise en service de la deuxième unité. Les travaux de conception technique sont presque terminés. La planification, l'évaluation et les autres activités requises pour pouvoir évaluer le coût et l'échéancier devraient être en bonne partie terminées d'ici le printemps de 2004. Quelques travaux de construction prérequis et préalables sont en cours pour réduire le chemin critique si la décision d'aller de l'avant pour la deuxième unité est prise. Tous les travaux techniques et autres pour les unités trois et quatre ont été suspendus afin de réduire les coûts et permettre d'accorder toute l'attention nécessaire à la deuxième unité.

Le comité d'examen d'OPG qui a été nommé par le gouvernement s'est vu demander de fournir des recommandations au ministre de l'Énergie au sujet de la remise à neuf des trois dernières unités. Le conseil d'administration et la Province, en tant qu'actionnaire, à la lumière du rapport du comité d'examen d'OPG, décideront de la remise en service de ces unités.

Les dépenses totales cumulatives pour la remise en service de l'unité 4 et les systèmes d'exploitation ordinaires de la centrale ont totalisé près de 1 250 millions de dollars. Les dépenses totales cumulatives pour les quatre unités à la fin de 2003 se sont élevées à 1 560 millions de dollars.

Conventions comptables

Les principales conventions comptables d'OPG sont répertoriées à la note 3 afférentes aux états financiers consolidés. Certaines de ces conventions sont qualifiées de critiques d'après des jugements et estimations subjectifs et complexes entourant des questions de nature incertaines. Si les conditions ou hypothèses étaient différentes, les résultats présentés pourraient varier considérablement. Les conventions comptables critiques ayant une incidence sur les états financiers de la Société sont décrites ci-après. De plus, la probabilité que des montants nettement différents soient présentés en cas de différentes conditions et estimations et l'incidence des modifications de certaines conditions ou hypothèses sont également données.

Dépréciation des centrales de production et autres immobilisations

OPG exerce ses activités dans un secteur fortement capitalistique et a requis et continuera de requérir des investissements importants en immobilisations corporelles. Au 31 décembre 2003, la valeur comptable des immobilisations corporelles d'OPG s'élevait à 12 234 millions de dollars.

Les immobilisations corporelles sont soumises à un test de recouvrement chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. La recouvrabilité des immobilisations corporelles est établie en comparant la valeur comptable d'un actif aux flux de trésorerie futurs nets non actualisés devant découler de l'actif sur sa durée de vie utile estimative. Si les flux de trésorerie futurs prévus non actualisés sont inférieurs aux valeurs comptables, une perte de valeur est constatée, laquelle correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur ou aux flux de trésorerie actualisés. Cette méthode est la même que celle décrite en vertu de la nouvelle norme comptable de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA), *Dépréciation des actifs à long terme*, qu'OPG a choisi d'adopter de façon anticipée, en 2003.

Le gouvernement a fait connaître son engagement à fermer progressivement les centrales au charbon d'OPG d'ici 2007 et a récemment confirmé cet engagement auprès d'OPG. Ce changement a obligé OPG à tester la recouvrabilité de la valeur comptable des centrales de Nanticoke, Lambton, Thunder Bay et Atikokan. OPG a constaté une perte de valeur de 576 millions de dollars en raison de l'élimination des flux de trésorerie de ces centrales après 2007. La juste valeur des actifs de production a été établie à partir de la méthode des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur a ensuite été comparée à la valeur comptable des actifs de production pour connaître le montant de la perte de valeur.

Les estimations comptables liées à la dépréciation des actifs nécessitent une grande part de jugement de la direction afin de déterminer les prévisions à court et à long terme sur les prix futurs des ventes, l'approvisionnement en électricité en Ontario, les dates de remise en service des centrales inutilisées, l'inflation, les prix des combustibles et la durée de vie des centrales. Le montant des flux de trésorerie futurs qui seront finalement réalisés par OPG relativement aux centrales au charbon et autres immobilisations pourrait être considérablement différent des valeurs comptables inscrites aux états financiers.

En vertu de la réglementation, OPG est tenue de cesser de faire brûler du charbon à sa centrale Lakeview d'ici la fin d'avril 2005. La Société a avisé la SIGMÉ de son intention de fermer la centrale Lakeview à cette date. La valeur comptable des actifs de la centrale Lakeview au 31 décembre 2003 était nulle.

Le gouvernement a demandé au comité d'examen d'OPG de faire rapport au ministre de l'Énergie au sujet de la remise en service des trois unités de la centrale nucléaire Pickering A qui demeurent hors service. La valeur comptable de ces trois unités, y compris les travaux de construction en cours, était de 161 millions de dollars au 31 décembre 2003. Si OPG ne procède pas à la remise à neuf pour remettre ces unités en service, une perte de valeur sera constatée. Dans ce cas, OPG devra également évaluer la possibilité de passer en charges des montants additionnels.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations se composent des passifs au titre des coûts liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires ainsi que des coûts liés à l'enlèvement des immobilisations non nucléaires découlant du déclassement des centrales à combustible fossile. Pendant l'exercice, OPG a adopté par anticipation la norme comptable de l'ICCA sur les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, étant donné l'importance de cette norme relativement aux obligations liées à la mise hors service des immobilisations d'OPG. La nouvelle norme a été adoptée de façon rétroactive à partir de 1999, au moment de la mesure initiale des passifs, d'où le retraitement des résultats de 2002.

En raison de l'adoption de la nouvelle norme comptable, l'obligation au titre de la mise hors service d'immobilisations et les montants connexes relatifs aux immobilisations corporelles ont été diminués compte tenu de la diminution nette des estimations de coûts pour le démantèlement et la gestion des déchets nucléaires, ce qui a entraîné un recul du bénéfice net de 17 millions de dollars en 2003, contre une augmentation de 20 millions de dollars en 2002. Les changements découlant de l'adoption de la nouvelle norme comptable se résument comme suit :

Bilans aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2003**	2002
Augmentation (diminution)		
Matières et fournitures	**–**	(7)
Immobilisations corporelles	**(233)**	(267)
Amortissement cumulé	**(142)**	(112)
Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	**(221)**	(314)
Impôts sur les bénéfices futurs	**43**	49
Bénéfices non répartis – solde d'ouverture	**104**	84

États des résultats pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2003**	2002
Augmentation (diminution)		
Combustible	**(3)**	(8)
Amortissement	**18**	(7)
Augmentation du passif au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	**7**	(16)
Charge d'impôts futurs	**(5)**	9
Bénéfice net (perte nette)	**(17)**	20

L'estimation des coûts liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires repose sur d'importantes hypothèses puisque les programmes sont en vigueur pour plusieurs années. Les hypothèses importantes concernant plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisées pour le calcul des charges à payer font l'objet d'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, ainsi que des hypothèses touchant le calendrier des programmes, les technologies utilisées ou l'inflation, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer.

Les changements apportés au passif nucléaire en raison de nouvelles hypothèses ou estimations touchant le montant des flux de trésorerie non actualisés estimés à l'origine sont enregistrés à titre d'ajustement du passif, le changement correspondant apporté au coût connexe lié à la mise hors service étant capitalisé dans la valeur comptable de l'actif à

long terme correspondant. Avant, ces changements étaient constatés sur la durée de vie utile résiduelle des installations nucléaires. Les changements apportés à la charge à payer en raison de l'écoulement du temps continuent d'être constatés sur la durée de vie des installations nucléaires d'après le taux sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit au moment de la mesure initiale du passif.

Régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi

Le traitement comptable des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi d'OPG dépendent des conventions comptables et hypothèses de la direction servant à calculer les montants.

Convention comptable

En vertu des principes comptables généralement reconnus du Canada, les résultats réels qui diffèrent des hypothèses utilisées, de même que les rajustements apportés en fonction des changements d'hypothèses, sont cumulés et amortis sur les périodes futures et touchent donc généralement les charges constatées et l'obligation enregistrée au cours des périodes futures. Selon la politique de comptabilisation des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi d'OPG, certains gains et certaines pertes actuariels ne sont pas encore amortis parce que :

- les actifs de la caisse de retraite sont évalués à la valeur liée au marché afin d'établir les gains ou les pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. La valeur liée au marché prend en compte les gains et les pertes sur les actifs découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel de 6 % sur une période de cinq ans.

- pour ce qui est des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi, l'excédent de la fraction non amortie du gain net ou de la perte nette cumulatif sur 10 % du montant le plus élevé entre l'obligation au titre des prestations et la valeur liée au marché des actifs des régimes (le « corridor »), est amorti sur la durée résiduelle moyenne d'activité prévue.

Au 31 décembre 2003, la fraction non amortie de la perte actuarielle nette des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi s'élevait à 1 247 millions de dollars. La perte actuarielle nette non amortie au 31 décembre 2003 était comme suit :

(en millions de dollars)	Régime de retraite enregistré	Régime de retraite complémentaire	Autres avantages postérieurs à l'emploi
Perte actuarielle nette non encore amortie en raison de l'utilisation des valeurs liées au marché	890	–	–
Perte actuarielle nette non amortie en raison de l'utilisation du corridor	34	10	131
Perte actuarielle nette qui sera amortie en 2004	–	–	182
Perte actuarielle nette non amortie	924	10	313

Hypothèses comptables

Les hypothèses utilisées pour déterminer les obligations au titre des prestations projetées et les justes valeurs des actifs des régimes d'avantages sociaux de la Société sont réévaluées périodiquement par la direction, en collaboration avec un actuaire indépendant. Les principales hypothèses, telles que le taux d'actualisation servant à mesurer les obligations de la Société liées aux avantages sociaux, le taux de rendement prévu à long terme des actifs des régimes et les coûts projetés des soins de santé, sont évaluées et mises à jour chaque année.

Une variation de ces hypothèses, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, aurait l'incidence suivante sur les charges en 2003 :

(en millions de dollars)	Régime de retraite enregistré	Régime de retraite complémentaire	Autres avantages postérieurs à l'emploi
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(18)	s.o.	s.o.
Diminution de 0,25 %	18	s.o.	s.o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(24)	(1)	(4)
Diminution de 0,25 %	26	1	4
Inflation			
Augmentation de 0,25 %	40	1	s.o.
Diminution de 0,25 %	(38)	(1)	s.o.
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	7	4	s.o.
Diminution de 0,25 %	(7)	(3)	s.o.
Tendance des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s.o.	s.o.	24
Diminution de 1 %	s.o.	s.o.	(14)

s.o. – changement non applicable

Gestion des risques

Le portefeuille d'actifs de production et les activités d'échange d'électricité et de commercialisation d'OPG sont exposés à des risques inhérents, dont les risques financiers, les risques d'exploitation, les risques réglementaires et les risques stratégiques. Afin de gérer ces risques, OPG a mis en œuvre un cadre de gestion des risques à l'échelle de l'entreprise qui comprend des politiques de gouvernance, des structures organisationnelles et des processus de mesure et de contrôle des risques. Bien qu'OPG soit d'avis que ses stratégies de gestion des risques sont appropriées, rien ne peut garantir que les risques ci-après n'auront pas d'incidence défavorable sur OPG. Les résultats des recommandations du comité d'examen d'OPG pourraient avoir d'importantes répercussions sur ces questions.

La surveillance de la gestion des risques à OPG relève tout d'abord du conseil d'administration, qui contrôle régulièrement les expositions aux risques de la Société et qui approuve les politiques de gouvernance, les structures ainsi que les limites de gestion des risques d'OPG. Un comité de surveillance des risques, formé de cadres supérieurs d'OPG, a été mis sur pied par le chef de la direction pour approuver les marchés et les produits et surveiller les politiques et les questions de conformité et assurer l'efficacité de l'ensemble de la gouvernance de la Société sous la direction du conseil d'administration. La coordination de la gestion des risques à l'échelle de l'entreprise est assurée par un bureau centralisé du risque d'entreprise. Les rôles du bureau du risque d'entreprise et de la direction opérationnelle sont clairement délimités et indépendants.

OPG gère un système global de gestion des risques et de saisie des opérations, assorti de processus et contrôles nécessaires. Les activités commerciales d'OPG sont réparties en portefeuilles afin de déterminer les risques inhérents à chaque opération dans chacun des portefeuilles. Ce processus facilite la détermination et la mesure efficaces des risques ainsi que l'application de limites appropriées de positions et de risques aux fins du rendement et de la gestion des risques. La méthode qui sert à mesurer ces risques comprend l'application d'un éventail de mesures uniformes et reconnues pour la surveillance des activités de négociation et le portefeuille de production.

Classification des risques

Aux fins de suivi et de communication de l'information sur les risques, la Société distingue quatre grands types de risques : les risques financiers, les risques d'exploitation, les risques réglementaires et les risques stratégiques :

- Les risques financiers sont les risques de perte financière causée par des facteurs externes du marché, y compris les risques liés aux cours et à la volatilité du marché, les risques de crédit, les risques de change, les risques de taux d'intérêt, les risques de liquidité et d'autres facteurs.
- Les risques d'exploitation sont les risques de perte directe ou indirecte découlant d'événements externes ou de processus internes, de personnel, de matériel ou de systèmes défaillants ou inadéquats. On y retrouve notamment les risques liés à la fiabilité de production, à l'approvisionnement et à la disponibilité du combustible, à la sécurité et aux processus de gestion, les risques liés aux ressources humaines et les risques liés aux technologies de l'information.

- Les risques réglementaires découlent des incertitudes entourant des règlements et lois existants ou potentiels ainsi que de l'éventuel non-respect de ces règles, qui pourraient avoir une incidence négative sur la position concurrentielle de la Société et sur sa capacité d'atteindre ses objectifs commerciaux. Il s'agit entre autres des risques liés aux règlements portant sur l'environnement, la santé, la sécurité et le domaine nucléaire, ainsi que sur les questions juridiques.
- Les risques stratégiques comprennent les modifications possibles de la conjoncture des affaires et le contexte politique, les risques liés à la réputation, l'interruption des activités et le risque concernant la planification de la relève.

Outils de gestion des risques

Dans le cadre de la surveillance et de la gestion des risques, outre les indicateurs qualitatifs provenant des vérifications, examens et auto-évaluations internes, OPG emploie des outils et systèmes de mesure quantitatifs. La Société évalue en permanence la pertinence et la fiabilité des outils et des systèmes de mesure quantitatifs à la lumière de l'évolution du contexte du risque. Voici la liste des outils et systèmes de mesure quantitatifs les plus importants dont OPG se sert actuellement pour mesurer, gérer et présenter le risque :

- L'analyse par valeur à risque sert à mesurer et à gérer les risques de marché dans le portefeuille d'échange d'électricité d'OPG. Cette méthode permet de dériver une mesure quantitative particulière aux risques de marché dans des conditions de marché normales. Pour un portefeuille donné, la valeur à risque mesure la perte future éventuelle (en termes de valeur marchande) qui, dans des conditions de marché normales, ne sera pas dépassée dans un intervalle de probabilité défini au cours d'une période déterminée.
- La marge brute à risque mesure, dans sa globalité, le risque financier des prix de l'électricité hautement volatils du marché au comptant en tenant compte, dans le calcul, de la durée du contrat. La marge brute à risque, qui est une mesure à long terme, part du principe que les positions sont prises jusqu'à la livraison.
- Les essais dans des conditions critiques aident à déterminer les effets des évolutions potentiellement extrêmes du marché sur les valeurs marchandes des positions d'échange et de vente d'électricité. Les essais dans des conditions critiques servent à déterminer le montant de capital économique qu'OPG doit affecter pour couvrir le risque de marché dans des conditions de marché extrêmes.
- Le capital économique représente une mesure du montant de capitaux propres nécessaire à une date donnée pour absorber les pertes non prévues résultant d'expositions à cette date. Actuellement, OPG calcule le capital économique essentiellement en ce qui concerne OPG Energy Markets.
- Des auto-évaluations du risque sont menées à la grandeur de la Société. À partir de critères standard d'évaluation de la probabilité et des conséquences d'événements risqués, les unités fonctionnelles d'OPG réalisent des auto-évaluations du risque et élaborent les plans nécessaires d'atténuation des risques. L'information sur les risques des unités fonctionnelles est évaluée de façon indépendante et globale par une fonction centrale de gestion du risque d'entreprise, qui fait rapport chaque trimestre au comité de vérification sur le risque à l'échelle de l'entreprise.

Risque associé au prix des marchandises

Le risque associé au prix des marchandises est le risque que les variations du prix sur le marché de l'électricité ou des combustibles utilisés pour produire l'électricité à partir des installations à combustible fossile ou hydroélectriques aient une incidence défavorable sur les bénéfices et les flux de trésorerie liés à l'exploitation d'OPG. Une tranche variable de la production d'électricité d'OPG et des exigences générales des combustibles est exposée aux fluctuations des prix du marché au comptant. Afin de gérer ce risque, la Société maintient un équilibre entre le risque des prix des marchandises inhérent à sa production d'électricité et celui lié à l'approvisionnement des installations.

Les positions ouvertes sont mesurées par rapport aux limites de la valeur à risque, qui établissent la perte possible de valeur marchande d'un portefeuille en raison de la volatilité du marché pendant une période d'un jour, avec un intervalle de confiance de 95 %. L'utilisation de la valeur à risque s'est échelonnée entre 0,2 million de dollars et 1,6 million de dollars en 2003. L'utilisation de la valeur à risque était comprise entre 0,7 million de dollars et 2,4 millions de dollars en 2002.

Outre les contrats à prix fixes pour les combustibles fossiles et nucléaires, OPG utilise régulièrement des instruments dérivés pour réduire le risque associé au prix des marchandises. Le pourcentage des besoins de production et des besoins de combustible au cours des trois prochaines années est illustré ci-dessous :

	2004	2005	2006
Production estimative couverte[1]	82 %	79 %	74 %
Besoins de combustible estimatifs couverts[2]	96 %	80 %	78 %

1 Représente la tranche de la production future en mégawatt-heures, y compris les achats d'électricité, pour laquelle la Société détient des engagements et des contrats de vente et les obligations se rapportant au rabais associé à l'atténuation de l'empreu sur le marché et aux contrats d'option à taux intermédiaires.

2 Représentent la tranche approximative de la production prévue en mégawatt-heures de tous les types d'installations (fossile, nucléaire ou hydroélectrique) pour laquelle OPG a conclu des ententes ou obligations contractuelles pour garantir le niveau de disponibilité attendu ou le prix du combustible ou ensure les services connexes. Le combustible en stock est inclus. Le pourcentage couvert par type de combustible varie considérablement, ce qui signifie qu'un changement de circonstance pourrait avoir une incidence importante sur la situation globale d'OPG.

Risque de crédit

Le risque de crédit représente le potentiel de perte découlant du manquement d'une contrepartie à ses obligations contractuelles. La quasi-totalité des produits d'exploitation d'OPG provient des ventes sur le marché au comptant administré par la SIGMÉ. Les autres produits d'exploitation d'OPG proviennent de diverses sources, dont la vente à des tiers de produits de gestion des risques financiers.

Le risque de crédit d'OPG est concentré sur le marché physique établi avec la SIGMÉ. L'exposition au risque de crédit vis-à-vis de la SIGMÉ fluctue en fonction des dates de mise en œuvre et diminue chaque mois au moment du règlement des comptes. Elle a atteint son plafond à 1 207 millions de dollars en 2003. La direction d'OPG estime que ce risque est acceptable en raison de son rôle de premier plan sur le marché ontarien. La SIGMÉ gère son propre risque de crédit et sa capacité de payer les producteurs en ordonnant que les intervenants du marché au comptant respectent ses normes de solvabilité et de nantissement. OPG mesure aussi ses concentrations de crédit avec des contreparties sur le marché des instruments financiers. La direction d'OPG estime qu'il s'agit de limites acceptables et n'anticipe pas d'incidence importante sur ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie résultant de défaillances éventuelles.

Le tableau suivant donne des informations sur le risque de crédit résultant des activités de vente et d'échange d'électricité au 31 décembre 2003 :

(en millions de dollars)			Risque potentiel[2] pour les 10 contreparties les plus importantes	
Notation[1]	Nombre de contreparties	Risque potentiel[2]	Nombre de contreparties	Risque de contrepartie
De AAA à AA-	11	21	–	–
De A+ à A-	42	222	6	174
De BBB+ à BBB-	78	144	3	37
De BB+ à BB-	23	32	1	12
De B+ à B-	23	11	–	–
	177	430	10	223
SIGMÉ	1	493	1	493
Total	178	923	11	716

1 Les notations sont le résultat de l'analyse interne d'OPG, qui s'appuie sur les analyses des agences de notation externes dans la mesure du possible et sur les garanties et lettres de crédit ou autres sûretés fournies.

2 Le risque potentiel représente l'appréciation par OPG du risque maximal sur la durée de vie de chaque opération avec un taux de confiance de 95 %.

Pour ce qui est de toutes les autres contreparties, les contrats d'OPG permettent la gestion active des garanties pour réduire l'exposition au risque de crédit. Les contrats prévoient la production de lettres de crédit ou d'argent comptant pour la tranche de risque dépassant les seuils établis. Cette situation peut survenir à la suite de fluctuations du marché ou quand se produisent des événements ayant une incidence sur la qualité du crédit. Les seuils désignent les limites de crédit établies conformément aux politiques de l'entreprise en matière de crédit. L'incapacité de produire des preuves peut suffire à résilier un contrat ou à liquider toutes les positions.

Risque de liquidité

OPG exerce ses activités dans un secteur capitalistique. Les projets d'amélioration et la maintenance des centrales de production nécessitent des ressources financières importantes, de même que les dépenses potentielles indispensables pour se conformer notamment aux exigences environnementales ou à d'autres exigences réglementaires. De plus, au Canada, des fonds sont également requis pour d'autres dépenses importantes, dont le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, les obligations de financement annuelles en vertu de l'ONFA, le financement des régimes de retraite et le remboursement des dettes à l'échéance auprès de la SFIÉO.

Les besoins de fonds prévus au-delà du prochain exercice pourraient dépasser les ressources bancaires actuelles d'OPG. Pour faire face à ces exigences et à ses engagements, OPG doit pouvoir obtenir de nouvelles sources de liquidité. Elle examine plusieurs possibilités, dont le report d'autres paiements, l'augmentation de sa dette et d'autres possibilités de restructuration financière ou opérationnelle.

La capacité d'OPG d'obtenir du financement auprès de tiers dépend d'un certain nombre de facteurs : contexte économique général et conditions du marché financier, disponibilité de crédit de la part de son actionnaire, des banques et d'autres institutions financières, maintien de notations de crédit acceptables et état de la restructuration du marché de l'électricité en Ontario.

La situation de trésorerie de la Société est hautement tributaire de sa notation et de la valeur marchande des contrats conclus avec des contreparties. Une modification de la notation pourrait entraîner d'autres besoins en matière de garantie avec des contreparties selon la valeur marchande des contrats. En particulier, une réduction de la notation de la dette à long terme d'OPG, notamment si les contreparties bénéficient d'une évaluation à la valeur du marché positive et qu'OPG est en position négative, pourrait déclencher une

augmentation des besoins de garanties en fonction des clauses des contrats.

Risque de change et risque de taux d'intérêt
L'exposition au risque de change d'OPG est importante et attribuable aux opérations libellées en dollars américains telles que l'achat de combustible fossile. De plus, les produits d'OPG tirés du marché au comptant sont considérablement influencés par l'incidence des variations des taux de change américains sur le coût du combustible. OPG gère actuellement ce risque en couvrant périodiquement des tranches de ses flux de trésorerie prévus en dollars américains conformément aux politiques de gestion des risques approuvées.

OPG présente une exposition au risque de taux d'intérêt sur ses programmes d'emprunt et de placement à court terme. La plus grande partie de sa dette est à long terme. Le risque de taux d'intérêt découle du besoin de financement et de l'ajout potentiel d'une dette à taux variable. Il peut être couvert à l'aide d'instruments financiers. La gestion des risques s'effectue par un éventail d'activités de couverture, en conformité avec les politiques de gestion des risques de la Société.

Risque d'exploitation
Le risque d'exploitation est le risque de perte directe ou indirecte découlant d'événements externes ou de processus internes, de personnel, de matériel ou de systèmes défaillants ou inadéquats. OPG repère et évalue les risques d'exploitation au moyen d'un processus d'auto-évaluation. En plus de relever et de faire connaître les risques opérationnels, les auto-évaluations servent à élaborer des plans d'amoindrissement du risque. Les unités fonctionnelles sont chargées de procéder à une auto-évaluation des risques et de mettre en œuvre un cadre d'amoindrissement des risques d'après les normes de l'entreprise.

Le risque d'exploitation provenant de la commercialisation et de la vente d'électricité est quantifié à l'aide d'un modèle mathématique fondé sur les pratiques sectorielles bancaires. OPG prévoit quantifier le risque d'exploitation de la Société et utiliser un processus standardisé de collecte des données sur les pertes, les principaux indicateurs de risque et les résultats des auto-évaluations.

Les principaux risques d'exploitation d'OPG relevés comprennent le risque lié à la disponibilité de la production et le risque lié au processus de gestion de projets à l'égard de la remise à neuf de la centrale nucléaire Pickering A.

Risque de production
OPG est exposée aux répercussions sur le marché du rendement incertain de ses unités de production, soit le risque de production. La quantité d'électricité produite par OPG est tributaire de l'approvisionnement en combustible, de la défaillance de l'équipement, des exigences d'entretien et des contraintes environnementales et réglementaires. Pour atténuer la volatilité du bénéfice attribuable au risque de production, OPG conclut de multiples ententes d'approvisionnement en combustible à court et à long terme et des ententes d'utilisation de l'eau à long terme; elle gère des stocks de combustible et applique les pratiques de l'industrie en matière de calendrier d'entretien et d'interruption. De plus, OPG s'assure que les exigences réglementaires sont respectées, surtout en ce qui a trait aux licences de ses installations nucléaires, et gère les contraintes environnementales liées à la production à l'aide de programmes comme les crédits de réduction des émissions.

OPG est exposée à un important risque technologique découlant du vieillissement de son parc nucléaire. Les risques technologiques pouvant avoir d'importantes répercussions sur la capacité de production ou la durée de vie utile des immobilisations ne sont pas entièrement prévisibles, et OPG tente de repérer ce type de risque au moyen d'examens et d'évaluations continus de la direction, de vérifications internes et de l'expérience des centrales nucléaires dans le monde entier. L'incidence de ces risques est évaluée de sorte à élaborer et à mettre en œuvre des stratégies d'amoindrissement.

OPG détient une assurance responsabilité civile générale, une assurance sur les biens et une assurance contre l'arrêt des activités comportant des franchises. La survenance d'un événement important qui n'est pas complètement assuré ou ne faisant pas l'objet d'une indemnisation ou le défaut d'une partie à s'acquitter de ses obligations en matière d'indemnisation, pourrait avoir une incidence importante et défavorable sur les résultats d'exploitation consolidés et la situation financière d'OPG.

Risque lié à l'environnement
OPG engage des dépenses en capital et des frais d'exploitation considérables pour se conformer aux lois environnementales et aux programmes environnementaux qu'elle a volontairement mis en place. Les exigences réglementaires ont trait aux rejets dans l'environnement, à la manipulation, à l'utilisation, au stockage, au transport, à l'élimination et au nettoyage des matières dangereuses, y compris les déchets dangereux ou non, et au démantèlement, à la fermeture et à la remise en état des installations de production à la fin de leur durée de vie.

La politique de développement énergétique durable d'OPG l'engage à satisfaire à toutes les exigences législatives applicables et aux engagements environnementaux, à intégrer les facteurs environnementaux à la planification commerciale et à la prise de décision et à appliquer le principe de précaution en évaluant les risques pour la santé et l'environnement. Cette politique engage aussi OPG à gérer des systèmes complets de gestion de l'environnement conformes à la norme ISO 14001. OPG est devenue l'une des premières sociétés de services publics en électricité d'Amérique du Nord à obtenir la certification ISO 14001 pour les systèmes de gestion de l'environnement de toutes ses installations. Cette certification est renouvelée chaque année par des vérifications indépendantes.

OPG surveille ses émissions dans l'atmosphère et dans l'eau et communique régulièrement les résultats aux différentes autorités de réglementation, dont le ministère de l'Environnement, Environnement Canada et la Commission canadienne de la sécurité nucléaire. OPG a mis en œuvre des programmes internes de surveillance, d'évaluation et d'information afin de gérer les risques environnementaux, tels que les émissions atmosphériques et émissions dans l'eau, les décharges, les déversements, les émissions radioactives et les déchets radioactifs. De plus, OPG communique des informations de manière régulière au ministère de l'Environnement au sujet de son programme de décontamination.

Outre les rapports réguliers soumis aux différentes autorités de réglementation, le public reçoit fréquemment des communications d'OPG au sujet de ses résultats en matière d'environnement, par l'entremise des groupes consultatifs représentant les collectivités vivant à proximité de ses principales centrales de production. OPG publie également des rapports annuels de sa gestion de l'environnement et des bulletins de nouvelles. Elle organise aussi des visites libres et diffuse de l'information sur son site Web.

OPG gère ses émissions d'anhydride sulfureux (SO_2) et d'oxydes d'azote (NO_x), notamment grâce à l'amélioration continue des centrales et à l'installation d'équipement écologique spécialisé, comme les épurateurs qui réduisent les émissions de SO_2, les brûleurs à faible émission de NO_x et l'équipement à réduction catalytique sélective qui abaisse les émissions de NO_x, ainsi qu'à l'achat de combustible faible en soufre. OPG participe aussi au programme de crédits de réduction des émissions pour maintenir le niveau d'émissions de monoxyde d'azote dans les limites réglementaires et sous ses propres plafonds. Les crédits de réduction des émissions s'obtiennent lorsqu'une source abaisse ses émissions en deçà du plus bas niveau réel précédent ou du niveau fixé par la réglementation provinciale.

Le Canada a ratifié le Protocole de Kyoto requérant une réduction de 6 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport aux niveaux de 1990 d'ici la période 2008–2012. Avant la ratification du Protocole de Kyoto, OPG s'était volontairement engagée à réduire ses émissions de CO_2, déduction faite de ses crédits de réduction des émissions utilisés, aux taux équivalant aux seuils de 1990, en 2000 et par la suite. Les négociations menées avec le gouvernement fédéral et la province destinées à définir les objectifs de OPG dans le cadre de Kyoto ont commencé en 2003. À l'heure actuelle, il n'est pas assuré que ces limites n'imposeront pas des coûts considérables aux producteurs d'électricité utilisant des combustibles fossiles tels que OPG, même si le gouvernement fédéral a promis de plafonner le coût des crédits de réduction des émissions de CO_2 à 15 $ la tonne.

Réglementation

Les activités d'OPG sont assujetties à une réglementation gouvernementale complexe qui peut varier. Les questions soumises à la réglementation comprennent les éléments suivants : la structure du marché de l'électricité, les activités nucléaires, y compris la réglementation en vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), la *Loi sur la responsabilité nucléaire* (Canada) et la *Loi sur les mesures d'urgence* (Ontario), la gestion des déchets nucléaires et le déclassement, les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique, les questions environnementales, notamment les rejets dans l'atmosphère, et les impôts de remplacement. Étant donné que les exigences des lois peuvent changer et sont sujettes à interprétation, OPG n'est pas en mesure de prévoir l'effet de ces changements sur ses activités.

Résultats d'exploitation

Aux tableaux suivants figurent certains états consolidés non vérifiés des résultats d'exploitation de chacun des huit trimestres clos le 31 décembre 2003 et pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001. L'information tient compte de la modification rétroactive du traitement comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations effectuée en 2003 et du reclassement de certains montants comparatifs de 2002 et de 2001 conformément à la présentation adoptée pour 2003. Ces informations proviennent des états financiers consolidés non vérifiés d'OPG qui, selon l'opinion de la direction, ont été préparés conformément aux états financiers consolidés vérifiés. Ces résultats d'exploitation ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats d'une quelconque période future

(en millions de dollars)	Trimestres de 2003 terminés les 31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.	Total pour l'exercice
Produits	1 480	1 246	1 224	1 228	5 178
Marge brute	997	849	842	812	3 500
Amortissement	141	147	149	166	603
Augmentation du passif au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	108	108	108	106	430
Dépréciation des actifs à long terme	–	–	–	576	576
Bénéfice net (perte nette)	73	8	34	(606)	(491)
Résultat net par action pour 256,3 millions d'actions					(1,92) $

(en millions de dollars)	Trimestres de 2003 terminés les 31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.
Immobilisations corporelles	14 891	15 051	15 183	14 775
Amortissement cumulé	2 090	2 232	2 381	2 541
Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	7 637	7 734	7 829	7 921
Bénéfices non répartis – solde d'ouverture	361	417	425	459

(en millions de dollars)	Trimestres de 2002 terminés les 31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.	Total pour l'exercice
Produits	1 550	1 270	1 612	1 314	5 746
Marge brute	933	865	1 202	852	3 852
Amortissement	137	140	141	143	561
Augmentation du passif au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	103	103	102	103	411
Bénéfice net (perte nette)	(213)	70	220	(10)	67
Résultat net par action pour 256,3 millions d'actions					0,26 $

(en millions de dollars)	Trimestres de 2002 terminés les 31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.
Immobilisations corporelles	14 302	14 252	14 468	14 747
Amortissement cumulé	1 524	1 646	1 784	1 956
Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	7 272	7 353	7 448	7 539
Bénéfices non répartis – solde d'ouverture	428	81	151	371

Pour l'exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars)	2001
Produits	6 239
Bénéfice net	189
Résultat net par action pour 256,3 millions d'actions	0,74 $

Bilans aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2003**	2002	2001
Total de l'actif	**19 451**	20 137	19 267
Total du passif à long terme	**12 983**	12 644	11 990
Dividendes au comptant déclarés par action	**0,07 $**	0,52 $	1,46 $

Opérations entre apparentés

Étant donné que la Province détient l'ensemble des actions d'OPG, les apparentés comprennent la Province, les autres sociétés ayant succédé à Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. (« Hydro One »), la SIGMÉ et la SFIÉO. OPG conclut aussi des opérations entre apparentés avec ses coentreprises. Les opérations entre OPG et les apparentés sont mesurées à la valeur d'échange, soit la contrepartie établie et convenue par les apparentés.

Les opérations se résument comme suit :

(en millions de dollars)	2003		Retraité 2002	
	Produits	**Charges**	Produits	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	**36**	**–**	742	–
Services	**14**	**16**	3	13
Province de l'Ontario				
Frais sur les revenus bruts / redevance d'utilisation d'énergie hydraulique	**–**	**132**	–	138
Garantie du taux de rendement du fonds pour combustible épuisé	**–**	**(10)**	–	–
SFIÉO				
Frais sur les revenus bruts / impôt foncier	**–**	**203**	–	215
Intérêts créditeurs sur les montants à recevoir	**–**	**(155)**	–	(165)
Intérêts débiteurs sur les effets à long terme	**–**	**191**	–	192
Impôt et taxe sur le capital	**–**	**51**	–	48
Impôts sur les bénéfices	**–**	**(3)**	–	6
Indemnités et garanties	**–**	**8**	–	5
SIGMÉ				
Ventes d'électricité	**6 230**	**–**	4 195	–
Rabais associé à la réduction du pouvoir sur le marché	**(1 510)**		(907)	
Services connexes	**77**	**–**	82	–
Divers	**1**	**1**	8	2
	4 848	**434**	4 123	454

Au 31 décembre 2003, les débiteurs comportaient 14 millions de dollars (4 millions de dollars en 2002) à recevoir de Hydro One et 134 millions de dollars (551 millions de dollars en 2002) à recevoir de la SIGMÉ. Les créditeurs et les charges à payer au 31 décembre 2003 incluaient un montant de 5 millions de dollars (néant en 2002) à payer à Hydro One.

Mesures supplémentaires des résultats

En plus de fournir des mesures des résultats conformes aux principes comptables généralement reconnus du Canada, OPG présente la marge bénéficiaire brute comme mesure supplémentaire des résultats. Cette mesure n'a pas de signification normalisée prescrite par les principes comptables généralement reconnus du Canada et n'est donc probablement pas comparable à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Cette mesure est fournie pour aider les lecteurs des états financiers à évaluer les revenus tirés des activités poursuivies, et elle est appliquée de la même façon que les exercices précédents et tout au long des états financiers et du rapport de gestion.

Pour de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec :

Relations avec les investisseurs
(416) 592-6700
1 866 592-6700
investor.relations@opg.com

Relations avec les médias
(416) 592-4008
1 877 592-4008
www.opg.com

www.sedar.com

Les états financiers consolidés ci-joints d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») sont la responsabilité de la direction et ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. Lorsqu'il existe plus d'une méthode comptable, la direction a choisi celle qu'elle jugeait la plus appropriée. La préparation des états financiers consolidés comprend nécessairement l'utilisation d'estimations fondées sur le jugement de la direction, particulièrement lorsque des opérations visant l'exercice courant ne peuvent se terminer avec certitude qu'au cours de futurs exercices. Les états financiers consolidés ont été préparés correctement dans les limites raisonnables de l'importance relative.

La direction maintient un système de contrôles internes en vue de fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est pertinente, fiable et exacte, que les actifs d'OPG sont protégés et que les opérations sont effectuées conformément à l'autorisation de la direction. Ce système est surveillé et évalué par la direction, le service de vérification interne et le groupe de gestion du risque.

Le comité de vérification rencontre périodiquement les membres de la direction ainsi que les vérificateurs internes et externes afin de s'assurer que chaque groupe s'acquitte de ses responsabilités respectives, d'examiner les états financiers et le rapport des vérificateurs indépendants, avant d'en recommander l'approbation au conseil d'administration, et de discuter des questions importantes liées à la présentation de l'information financière et à la vérification.

Les états financiers consolidés ont été vérifiés par Ernst & Young s.r.l., vérificateurs externes indépendants nommés par le conseil d'administration. Le rapport des vérificateurs indépendants précise les responsabilités des vérificateurs et l'étendue de leur vérification et leur opinion sur les états financiers consolidés d'OPG. Les vérificateurs indépendants ont eu accès direct et sans restriction au comité de vérification, avec et sans la présence des membres de la direction, pour discuter de la vérification et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière par OPG et l'efficacité du système de contrôles internes.

Le président et chef de la direction par intérim,
Richard Dicerni

Le vice-président exécutif et chef des finances,
David W. Drinkwater

Le 15 mars 2004

À l'actionnaire d'Ontario Power Generation Inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés d'Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2003 et 2002, et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie des exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction d'Ontario Power Generation Inc. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et autres éléments d'information fournis dans les états financiers consolidés. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière d'Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2003 et 2002, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Ernst & Young s.r.l.

ERNST & YOUNG s.r.l.
Comptables agréés
Toronto, Canada
Le 15 mars 2004

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2003**	Retraité (notes 3 et 8) 2002
Produits		
Produits avant le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	**6 688**	6 653
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	**(1 510)**	(907)
	5 178	5 746
Combustible	**1 678**	1 604
Achats d'électricité	**–**	290
Marge brute	**3 500**	3 852
Charges		
Exploitation, entretien et administration	**2 393**	2 524
Amortissement (note 5)	**603**	561
Augmentation du passif au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	**430**	411
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(238)**	(243)
Impôt foncier et impôt et taxe sur le capital	**114**	115
Perte sur les contrats d'option à taux intermédiaires (note 16)	**30**	210
	3 332	3 578
Bénéfice avant ce qui suit :	**168**	274
Restructuration (note 15)	**–**	222
Dépréciation des actifs à long terme (note 5)	**576**	–
Autres produits (note 22)	**58**	171
Intérêts débiteurs nets	**144**	150
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	**(494)**	73
Impôts sur les bénéfices (recouvrements) (note 11)		
Exigibles	**80**	29
Futurs	**(83)**	(23)
	(3)	6
Bénéfice net (perte nette)	**(491)**	67
Résultat par action ordinaire de base et dilué (dollars)	**(1,92)**	0,26
Actions ordinaires en circulation (millions) (note 12)	**256,3**	256,3

ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2003**	Retraité (notes 3 et 8) 2002
Bénéfices non répartis au début de l'exercice, montant déjà présenté	**257**	344
Ajustement (note 3)	**104**	84
Bénéfices non répartis au début de l'exercice, montant retraité	**361**	428
Bénéfice net (perte nette)	**(491)**	67
Dividendes	**(17)**	(134)
Bénéfices non répartis (déficit des actifs sur les passifs) à la fin de l'exercice	**(147)**	361

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2003**	Retraité (notes 3 et 8) 2002
Activités d'exploitation		
Bénéfice net (perte nette)	**(491)**	67
Rajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement	**603**	561
Augmentation du passif au titre de l'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	**430**	411
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(238)**	(243)
Coût (revenu) des régimes de retraite	**(6)**	15
Autres avantages postérieurs à l'emploi et régime de retraite complémentaire	**118**	107
Impôts sur les bénéfices futurs (note 11)	**(83)**	(23)
Provision pour restructuration (note 15)	**–**	222
Contrats d'option à taux intermédiaires (note 16)	**(43)**	144
Dépréciation d'actifs à long terme	**576**	–
Gain à la vente de placements	**(58)**	(72)
Gain à la vente des immobilisations de cession de contrôle	**–**	(99)
Valeur marchande des contrats d'électricité (note 10)	**(5)**	2
Provision pour combustible nucléaire épuisé	**21**	32
Divers	**8**	52
	832	1 177
Contributions aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(453)**	(312)
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires	**(72)**	(92)
Cotisations à la caisse de retraite	**(153)**	–
Dépenses pour les autres avantages postérieurs à l'emploi et le régime de retraite complémentaire	**(56)**	(52)
Dépenses de restructuration (note 15)	**(68)**	(134)
Variations nettes des autres actifs et passifs à long terme	**(82)**	117
Variations des soldes du fonds de roulement hors caisse (note 23)	**149**	140
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**97**	844
Activités d'investissement		
Vente de créances (note 4)	**300**	–
Produit net tiré de placements à court terme	**–**	39
Produit de la vente d'immobilisations de cession de contrôle et d'autres immobilisations (note 14)	**1**	342
Produit au comptant de la vente de placements (note 22)	**59**	83
Achats d'immobilisations	**(643)**	(869)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	**(283)**	(405)
Activités de financement		
Émission de dette à long terme (note 7)	**51**	138
Remboursement de la dette à long terme	**(4)**	(1)
Dividendes versés	**(17)**	(134)
Augmentation (diminution) nette des effets à court terme	**(182)**	182
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	**(152)**	185
Augmentation (diminution) nette des espèces et quasi-espèces	**(338)**	624
Espèces et quasi-espèces au début de l'exercice	**624**	–
Espèces et quasi-espèces à la fin de l'exercice	**286**	624

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2003**	Retraité (notes 3 et 8) 2002
Actif		
Actif à court terme		
Espèces et quasi-espèces (note 3)	**286**	624
Débiteurs (note 4)	**331**	736
Effets à recevoir (note 14)	**–**	225
Impôts sur les bénéfices recouvrables	**16**	80
Stocks de combustible	**524**	514
Matières et fournitures	**73**	73
	1 230	2 252
Immobilisations (note 5)		
Immobilisations corporelles	**14 775**	14 747
Moins : amortissement cumulé	**2 541**	1 956
	12 234	12 791
Autres actifs à long terme		
Actif reporté des régimes de retraite (note 9)	**464**	305
Fonds pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires (note 8)	**5 228**	4 537
Matières et fournitures à long terme	**231**	193
Débiteurs à long terme et autres actifs à long terme	**64**	59
	5 987	5 094
	19 451	20 137

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2003**	Retraité (notes 3 et 8) 2002
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer (notes 15 et 16)	**1 064**	1 235
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché (note 17)	**409**	572
Effets à court terme à payer (note 6)	**–**	182
Produits reportés à moins d'un an	**12**	12
Tranche à moins d'un an de la dette à long terme (note 7)	**4**	5
	1 489	2 006
Dette à long terme (note 7)	**3 393**	3 352
Autres passifs à long terme		
Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires (note 8)	**7 921**	7 539
Autres avantages postérieurs à l'emploi et régime de retraite complémentaire (note 9)	**1 013**	958
Créditeurs à long terme et charges à payer (note 16)	**276**	321
Produits reportés (note 14)	**168**	179
Impôts sur les bénéfices futurs (note 11)	**212**	295
	9 590	9 292
Avoir de l'actionnaire		
Actions ordinaires (note 12)	**5 126**	5 126
Bénéfices non répartis (déficit des actifs sur les passifs)	**(147)**	361
	4 979	5 487
	19 451	20 137

Engagements et éventualités (notes 5, 6, 10, 11 et 13)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

Au nom du conseil d'administration,

L'honorable Jake Epp
Président du Conseil

C. Ian Ross
Administrateur

1 Description de l'entreprise

Ontario Power Generation Inc. a été constituée le 1er décembre 1998 selon la *Loi sur les sociétés par actions* de l'Ontario. Dans le cadre de la restructuration d'Ontario Hydro, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et du secteur de l'électricité en Ontario, Ontario Power Generation Inc. et ses filiales (collectivement appelées « OPG » ou la « Société ») ont acquis et pris en charge certains actifs, passifs, employés, droits et obligations liés aux activités de production d'électricité d'Ontario Hydro le 1er avril 1999, date du début de l'exploitation. Ontario Hydro a continué d'exercer ses activités sous le nom de Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIÉO »), avec le mandat de gérer et de rembourser la dette impayée et les autres obligations d'Ontario Hydro.

2 Mode de présentation

Les états financiers consolidés d'OPG ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, qui exigent que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses relativement aux montants présentés pour les actifs, passifs, produits et charges et à la présentation d'actifs et de passifs éventuels. Les montants réels pourraient être différents de ces estimations.

Les états financiers consolidés incluent les comptes d'Ontario Power Generation Inc. et de ses filiales. OPG comptabilise ses participations dans les coentreprises selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Toutes les opérations intersociétés importantes ont été éliminées dans la consolidation.

Certains montants comparatifs de 2002 ont été reclassés pour être conformes à la présentation des états financiers de 2003. La note 3 présente un changement rétroactif pour la comptabilisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations adopté en 2003.

3 Sommaire des principales conventions comptables

Espèces et quasi-espèces et placements à court terme

Les espèces et quasi-espèces comprennent l'argent en dépôt et les instruments du marché monétaire dont l'échéance est de moins de 90 jours à la date d'achat. Tous les autres instruments du marché monétaire dont l'échéance est de plus de 90 jours, mais de moins d'un an à la date d'achat sont constatés comme des placements à court terme. Ces titres sont évalués au coût ou à la valeur marchande, selon le moins élevé des deux montants.

Les intérêts gagnés sur les espèces, quasi-espèces et placements à court terme de 21 millions de dollars (10 millions de dollars en 2002) à un taux réel moyen de 3,0 % (3,0 % en 2002) sont contrebalancés par les intérêts débiteurs dans les états consolidés des résultats.

Vente de créances

La titrisation de créances représente la vente d'actifs, tels que des débiteurs, à des entités ou à des fiducies indépendantes, qui achètent des créances, puis émettent des droits dans celles-ci aux investisseurs. Ces opérations sont comptabilisées comme des ventes étant donné que le contrôle sur ces actifs a été abandonné moyennant une contrepartie au comptant nette. Pour chaque transfert, l'excédent de la valeur comptable des créances cédées sur la juste valeur estimative des produits reçus figure à titre de perte à la date du transfert dans les intérêts débiteurs nets. La valeur comptable des droits cédés est imputée aux créances vendues ou aux droits conservés selon leur juste valeur relative à la date du transfert.

La juste valeur est établie en fonction de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs. Les flux de trésorerie sont projetés à partir des meilleures estimations des principales hypothèses d'OPG, comme les taux d'actualisation, la durée de vie moyenne pondérée des créances et les ratios de créances irrécouvrables.

Quand des créances sont vendues, certains actifs financiers sont conservés, qui consistent en droits dans les créances transférées. Certains droits conservés détenus dans les créances sont comptabilisés au coût. Les créances cédées sont entièrement gérées et ne donnent pas lieu à un actif ni à un passif de gestion.

Stocks

Les stocks de combustible sont évalués au coût moyen pondéré.

Les matières et fournitures sont évaluées au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants, à l'exception des pièces de rechange essentielles uniques à certaines installations nucléaires ou à combustible fossile. Le coût des pièces de rechange spécifiques est imputé aux résultats selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie restante de ces installations et est classé comme un actif à long terme.

Immobilisations et amortissement

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation en fonction du taux d'intérêt sur la dette à long terme d'OPG. Les dépenses associées au remplacement des principaux composants sont capitalisées.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur leur durée de vie utile estimative. Les coûts d'enlèvement des immobilisations qui n'apparaissent pas dans la présente période ou dans les périodes antérieures sont également imputés à la dotation aux amortissements. Les frais de réparation et d'entretien sont passés en charges au moment où ils sont engagés.

Les immobilisations sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs et l'équipement de transport et de travail, qui le sont selon la méthode de l'amortissement dégressif comme suit :

Centrales nucléaires	25 ans à 40 ans[1]
Centrales à combustible fossile	40 ans à 50 ans[2]
Centrales hydroélectriques	100 ans
Installations d'administration et de service	50 ans
Ordinateurs et équipement de transport et de travail – amortissement dégressif	9 % à 40 % par an
Principaux logiciels d'application	7 ans

1. Les centrales nucléaires sont amorties aux fins comptables sur 25 ans, à l'exception de Pickering A. La centrale Pickering A est amortie sur 40 ans à la suite de l'achèvement du retubage au cours des années 1980.
2. Depuis le 1er janvier 2004, les centrales alimentées au charbon sont amorties sur la période comprise entre 2004 et 2007 en raison de la fermeture prévue de ces centrales d'ici la fin de 2007.

Dépréciation des immobilisations

OPG évalue ses immobilisations corporelles chaque fois que les conditions indiquent que les flux de trésorerie nets prévus non actualisés pourraient être inférieurs à la valeur comptable nette des actifs. Si les flux de trésorerie futurs prévus non actualisés sont inférieurs à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée, correspondant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur. La juste valeur est établie à partir des flux de trésorerie futurs actualisés si les cours du marché ne sont pas disponibles.

Placements du portefeuille à long terme

Les placements du portefeuille à long terme sont présentés à la fraction non amortie du coût et englobent les fonds constitués pour l'enlèvement des immobilisations et la gestion des déchets nucléaires. Les gains et les pertes sur les placements à long terme sont constatés dans les autres produits à la vente des placements.

Passif au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires

OPG constate des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles relativement à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, en tenant compte de la valeur temporelle de l'argent. Elle a estimé le montant et l'échéancier des charges en trésorerie futures liées à ces activités en fonction des plans actuels d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Les passifs sont d'abord constatés à leur juste valeur estimative, fondée sur la valeur actualisée des coûts que l'on prévoit engager.

Le passif est augmenté constamment du montant de la valeur actualisée de la tranche variable des charges relatives aux déchets nucléaires produits chaque année, les montants correspondants étant imputés aux charges d'exploitation. Les charges relatives aux déchets de faible activité et d'activité moyenne sont imputées à la dotation aux amortissements. Les charges relatives à la mise au rebut du combustible nucléaire épuisé sont imputées aux charges relatives au combustible. Le passif est également ajusté en fonction des changements des montants ou échéanciers estimatifs des flux de trésorerie futurs sous-jacents. Au règlement du passif, un gain ou une perte est constaté.

L'augmentation découle du fait que les passifs au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires sont comptabilisés à leur valeur actualisée nette. La charge de désactualisation correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs due à l'écoulement du temps. La charge subséquente est incluse dans les charges d'exploitation.

Le coût lié à la mise hors service d'immobilisations est capitalisé par augmentation de la valeur comptable des immobilisations connexes. Le coût capitalisé est amorti sur la durée de vie utile résiduelle des immobilisations et figure dans la charge de désactualisation.

Reclassement de la charge de désactualisation et du bénéfice tiré des fonds distincts
Avant le troisième trimestre de 2003, OPG présentait une charge de revalorisation se composant de la charge de désactualisation sur le passif au titre d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires, déduction faite du bénéfice tiré des fonds pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires, et des intérêts obtenus sur le montant à recevoir de la SFIÉO. Depuis le troisième trimestre de 2003, la charge de désactualisation et le bénéfice tiré des fonds pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires, y compris les intérêts obtenus sur le montant à recevoir de la SFIÉO, sont présentés séparément dans les états consolidés des résultats. Les résultats des périodes précédentes ont été reclassés compte tenu de ce changement.

Fonds pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires
L'Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA) entre OPG et la province de l'Ontario (la « Province ») exige que des fonds distincts soient établis dans des comptes de garde pour le financement des passifs au titre d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de la gestion des déchets nucléaires. Les fonds distincts se composent de titres d'emprunt et de capitaux propres qui sont traités comme des placements à long terme et sont comptabilisés à la fraction non amortie du coût. Les fonds distincts sont présentés à titre de fonds affectés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires dans les bilans consolidés. Les gains et les pertes matérialisés découlant des fonds distincts sont portés aux résultats dans les états consolidés des résultats.

Après la constitution des fonds distincts, en juillet 2003, les montants à recevoir de la SFIÉO ont été transférés dans le compte de garde sous forme d'effet portant intérêt, compris dans les placements figurant dans les fonds pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires. Avant, les montants à recevoir de la SFIÉO étaient portés en compensation des passifs au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Les montants au 31 décembre 2002 ont été reclassés pour tenir compte de ce changement.

Constatation des produits
Depuis le 1er mai 2002, date de l'ouverture du marché de l'électricité de l'Ontario à la concurrence (« l'ouverture du marché »), l'ensemble de la production d'électricité d'OPG est vendue sur le marché au comptant en temps réel qui est administré par la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ). Les produits sont enregistrés à mesure que l'électricité est produite et mesurée en fonction du prix de vente sur le marché au comptant, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et des activités de couverture. À chaque date de bilan, OPG calcule le prix moyen de l'énergie sur le marché au comptant qui a prévalu depuis le début de la période de règlement en cours et constate un rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché passif si le prix moyen dépasse 3,8 ¢ le kWh, en fonction du montant de l'énergie sujet au mécanisme de rabais. OPG vend et achète aussi de l'électricité sur les marchés interconnectés des provinces avoisinantes canadiennes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures figurent aux bilans consolidés à la valeur marchande, les gains ou les pertes étant constatés dans les états consolidés des résultats. Les gains ou les pertes sur contrats d'échange d'électricité (y compris ceux qui seront réglés physiquement) sont présentés au montant net dans les états consolidés des résultats. Ainsi, les achats d'électricité, de 189 millions de dollars en 2003 et de 91 millions de dollars en 2002, ont été déduits des produits.

Avant le 1er mai 2002, les produits d'exploitation provenaient principalement de la vente d'électricité sur le marché de gros, aux clients industriels d'envergure de l'Ontario, et sur les marchés interconnectés. Les prix de l'électricité de gros des clients de l'Ontario étaient facturés selon des tarifs groupés, qui comprenaient le transport et d'autres charges connexes. OPG recevait les paiements groupés et distribuait les fonds aux sociétés ayant succédé à Ontario Hydro en vertu de l'entente de répartition des produits. Selon cette entente, le solde des fonds non distribués garantissait à OPG des produits prévus de 4,0 ¢ le kWh, fondés sur la demande d'électricité prévue et la composition de la clientèle ainsi que sur un montant fixe pour services connexes.

Les produits d'exploitation autres qu'énergétiques proviennent d'une entente de location-exploitation conclue avec Bruce Power L.P. (« Bruce Power ») se rapportant aux centrales nucléaires de Bruce. Ils comprennent un revenu locatif, des intérêts créditeurs et les produits tirés de l'analyse et de la conception techniques, des services connexes et techniques, ainsi que de la vente d'isotopes. Les produits d'exploitation sont constatés lorsque les services sont rendus ou lorsque les produits sont livrés.

Conversion des devises

Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Tout gain ou perte en résultant figure dans les autres produits.

Dérivés

OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité associées à un marché libre au comptant de l'électricité en Ontario. Elle gère ce risque au moyen de divers contrats sur l'énergie et contrats de ventes connexes. Ces contrats doivent servir de couverture contre le risque de prix des marchandises dans le portefeuille de production d'OPG. Les gains ou pertes sur les instruments de couverture sont comptabilisés dans les produits pendant la durée du contrat lorsque l'opération sous-jacente est effectuée. Ces gains ou pertes sont comptabilisés dans les produits de production et ne sont pas constatés dans les bilans consolidés. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés à l'actif ou au passif, à la juste valeur, les variations de juste valeur étant comptabilisées dans les produits du secteur Commercialisation de l'énergie.

OPG se sert également de contrats dérivés pour gérer ses risques de change. Les gains ou pertes de change sur ces contrats dérivés libellés en devises étrangères sont constatés en tant que rajustement du prix d'achat de la marchandise ou des biens reçus.

La comptabilité de couverture est appliquée lorsque l'instrument dérivé est désigné en tant que couverture et est censé être efficace tout au long de la durée de vie de l'élément couvert. Lorsqu'un instrument dérivé cesse d'exister ou d'être efficace à titre de couverture ou lorsque la relation de couverture prend fin, tout gain ou perte correspondant est reporté et comptabilisé dans les produits en même temps que les gains ou pertes associés à l'élément couvert. Lorsqu'un élément couvert cesse d'exister, tout gain ou perte reporté associé est constaté dans l'état consolidé des résultats de la période en cours.

Crédits de réduction des émissions

OPG se sert des crédits de réduction des émissions pour gérer les émissions dans les limites réglementaires et volontaires. Les crédits de réduction des émissions sont achetés auprès de partenaires commerciaux au Canada et aux États-Unis. Le coût des crédits de réduction des émissions est comptabilisé dans les stocks et imputé aux résultats dans les charges liées aux combustibles au fil des besoins. Les options d'achat de crédits de réduction des émissions sont comptabilisées en tant que dérivés et évaluées à la valeur marchande estimative.

Recherche et développement

Les frais de recherche et de développement sont passés en charges d'exploitation dans l'exercice où ils sont engagés. Les frais de recherche et de développement engagés pour régler des obligations à long terme comme des passifs de gestion des déchets nucléaires, pour lesquels des provisions spécifiques existent déjà, sont imputés au passif correspondant.

Régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi

Les avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG comprennent un régime de retraite enregistré contributif à prestations déterminées, un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées, une assurance-vie collective, une assurance de soins de santé et une assurance en cas d'invalidité prolongée. OPG comptabilise ses obligations au titre des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi. Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi sont établies selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services. L'obligation au titre des prestations d'invalidité prolongée est calculée au moyen de la méthode de répartition des prestations sur une base définitive. Les obligations sont affectées selon les niveaux de salaire, l'inflation et l'accroissement des coûts. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite et aux autres avantages postérieurs à l'emploi sont déterminés chaque année par des actuaires indépendants, à partir des meilleures estimations de la direction.

Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à la valeur liée au marché afin de déterminer les gains et les pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. Selon la valeur liée au marché, les gains et les pertes sur les actifs découlant des titres de capitaux propres sont pris en compte à un taux de rendement réel de 6 % sur une période de cinq ans.

Le coût au titre des prestations de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi comprend les coûts des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les rajustements liés aux modifications des régimes et les changements d'hypothèses et les gains et les pertes réels, qui se traduisent en gains ou en pertes actuariels. Les coûts des prestations au titre des services passés résultant des modifications aux régimes de retraite et aux régimes d'avantages postérieurs à l'emploi sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des employés couverts par le régime, étant donné que les avantages économiques seront réalisés sur cette période. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des avantages postérieurs à l'emploi, l'excédent du

gain net cumulatif non amorti (ou de la perte), sur 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes de retraite selon le plus élevé des deux montants, est également amorti sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des employés.

Lorsque la constatation de la mutation d'employés et du transfert des avantages connexes se traduit par une compression et un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. On désigne par compression la perte du droit par les employés de constituer des prestations futures dans le cadre du régime. On entend par règlement l'annulation d'une obligation dans le cadre du régime.

Impôts sur les bénéfices

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser des paiements en remplacement de l'impôt sur le revenu des sociétés et des taxes sur le capital à la SFIÉO. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) et sont modifiés conformément aux règlements de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. OPG verse donc des impôts d'un montant semblable au montant qu'elle devrait verser en vertu des lois de l'impôt fédérale et provinciale.

OPG verse à la SFIÉO des paiements en remplacement des impôts fonciers sur ses actifs de production d'énergie nucléaire et thermique, et paie des impôts fonciers aux municipalités.

OPG se voit imputer un montant sur les produits bruts tirés de la production annuelle d'électricité découlant de ses actifs de production hydroélectrique. Ce montant comprend un pourcentage fixe appliqué à la production hydroélectrique annuelle dérivée des centrales situées sur des terres de la Couronne et un pourcentage progressif applicable à toutes les centrales hydroélectriques. Il est inclus dans les charges liées au combustible.

Secteurs d'activités

Le 1er mai 2002, à la suite de l'ouverture à la libre concurrence du marché de l'électricité en Ontario, OPG a réparti ses activités entre deux secteurs isolables : Production et Commercialisation de l'énergie. Avant l'ouverture du marché, la commercialisation de l'énergie d'OPG ne constituait pas un secteur isolable. Par conséquent, les montants comparatifs de 2002 du secteur Commercialisation de l'énergie correspondent à la période comprise entre le 1er mai 2002 et le 31 décembre 2002. Une catégorie distincte, Secteur non énergétique et autres, englobe les produits et certains coûts qui ne sont pas affectés aux deux secteurs.

Modifications de conventions comptables

Dépréciation d'actifs à long terme

En décembre 2002, l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) a approuvé une nouvelle norme comptable sur la dépréciation d'actifs à long terme. La nouvelle norme donne des directives sur la constatation, la mesure et la présentation de la dépréciation d'actifs à long terme et entrera en vigueur pour les exercices ouverts à partir du 1er avril 2003. Une perte de valeur est constatée lorsque la valeur comptable est supérieure à la somme des flux de trésorerie non actualisés. La perte de valeur constatée correspond au montant dont la valeur comptable dépasse la juste valeur ou les flux de trésorerie actualisés. Avant, la perte de valeur constatée correspondait à l'excédent de la valeur comptable sur les flux de trésorerie non actualisés.

OPG a choisi d'adopter la nouvelle norme comptable par anticipation en date du 1er janvier 2003 en l'appliquant de façon prospective, sans retraitement rétroactif des résultats des périodes précédentes. La perte de valeur constatée en 2003, compte tenu de la nouvelle norme comptable, s'est élevée à 576 millions de dollars, contre 533 millions de dollars qui auraient été constatés selon l'ancienne norme comptable.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

En mars 2003, l'ICCA a publié une nouvelle norme concernant la constatation, la mesure et la présentation des passifs associés à la mise hors service d'immobilisations corporelles à long terme et aux coûts afférents de mise hors service des immobilisations. La nouvelle norme s'applique aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2004. OPG a choisi d'adopter la norme de l'ICCA par anticipation, en 2003. Conformément aux exigences de l'ICCA, OPG a appliqué la nouvelle norme de façon rétroactive.

La nouvelle norme est essentiellement semblable à l'ancienne convention comptable d'OPG relative aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Cependant, l'adoption de la nouvelle norme modifiera le moment de la constatation des changements dans

l'estimation du passif. Avant, les changements apportés au montant estimatif du passif étaient amortis sur la durée de service résiduelle moyenne des centrales. Selon la nouvelle norme comptable, le passif est immédiatement révisé selon les changements apportés au montant ou à l'échéancier estimatifs des flux de trésorerie sous-jacents, la valeur comptable des actifs étant ajustée en conséquence.

Avant l'adoption de la nouvelle norme, des réductions de l'estimation du coût de 427 millions de dollars avaient été relevées et étaient amorties sur la durée de service résiduelle moyenne des centrales pour refléter la modification du passif, et un changement correspondant était apporté aux charges liées au combustible et à l'amortissement. Ces changements à l'estimation du coût comprenaient l'incidence du retard de l'entrée en service des installations d'élimination des combustibles nucléaires épuisés prévue pour 2025 et reportée en 2035, la constatation de certains coûts liés au stockage à sec de combustibles nucléaires épuisés pendant le cycle de vie de la centrale et la constatation de coûts supplémentaires liés aux programmes de gestion des déchets nucléaires.

En 2003, OPG a réexaminé ses hypothèses importantes qui sous-tendent le calcul des passifs pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires. À la suite de cet examen, un certain nombre d'hypothèses ont été révisées afin de refléter les modifications intervenues dans le calendrier de certains programmes et la technologie évolutive de gestion des déchets nucléaires. Ces changements ont donné lieu à une augmentation de 162 millions de dollars des estimations des coûts associés au démantèlement des centrales à combustible fossile et des programmes de gestion des déchets nucléaires de faible activité et d'activité moyenne. Toutes les révisions d'estimations de coûts ont été constatées rétroactivement à la date d'acquisition, comme l'exige la nouvelle norme.

En raison de l'adoption de la nouvelle norme comptable, l'obligation au titre de la mise hors service d'immobilisations et les montants connexes relatifs aux immobilisations corporelles ont été diminués compte tenu de la diminution nette des estimations de coûts pour le démantèlement et la gestion des déchets nucléaires. Le retraitement de la nouvelle norme a entraîné une augmentation cumulative de 104 millions de dollars du bénéfice net d'OPG pour la période comprise entre le 1er avril 1999 et le 31 décembre 2002. L'incidence sur le bénéfice net a été une réduction de 17 millions de dollars en 2003, contre une augmentation de 20 millions de dollars en 2002.

Les changements découlant de l'adoption de la nouvelle norme comptable se résument comme suit :

Bilans aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2003**	2002
Augmentation (diminution)		
Matières et fournitures	**–**	(7)
Immobilisations corporelles	**(233)**	(267)
Amortissement cumulé	**(142)**	(112)
Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	**(221)**	(314)
Impôts sur les bénéfices futurs	**43**	48
Bénéfices non répartis – solde d'ouverture	**104**	84

États des résultats pour les exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	**2003**	2002
Augmentation (diminution)		
Combustible	**(3)**	(6)
Amortissement	**18**	(7)
Augmentation du passif au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	**7**	(18)
Charge d'impôts futurs	**(5)**	9
Bénéfice net (perte nette)	**(17)**	20

Nouvelles recommandations comptables

Relations de couverture

En décembre 2001, le Conseil des normes comptables (CNC) de l'ICCA a publié la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-13, « Relations de couverture ». Cette note d'orientation, qui doit être appliquée pour les périodes annuelles à partir du 1er juillet 2003, définit les normes sur la documentation et l'évaluation de l'efficacité des activités de couverture. Avec l'adoption de la nouvelle norme comptable, en vigueur le 1er janvier 2004, OPG continue d'appliquer le même traitement comptable à ses relations de couverture.

Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités
En date du 1er mai 2003, la Société a adopté les nouvelles recommandations du chapitre 3475 du Manuel de l'ICCA, « Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités ». Ce chapitre définit des normes de constatation, de mesure, de présentation et d'information applicables à la sortie d'actifs à long terme. Il remplace les dispositions sur les sorties d'immobilisations du chapitre 3061, « Immobilisations corporelles », et du chapitre 3475, « Abandons d'activités ». Le nouveau chapitre donne également les conditions de classement des actifs destinés à la vente. Il exige qu'un actif classé comme destiné à la vente soit mesuré à sa juste valeur, déduction faite des frais de vente. Il énonce également les conditions de classement d'une sortie comme un abandon d'activités et indique les normes de présentation et d'information pour l'abandon d'activités et les autres sorties d'actifs à long terme. L'adoption de la norme n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés d'OPG.

Consolidation des entités à détenteurs de droits variables
En juin 2003, l'ICCA a publié la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-15, « Consolidation des entités à détenteurs de droits variables », qui exige la consolidation des entités à détenteurs de droits variables (EDDV) par le principal bénéficiaire. Une EDDV est une entité ai dont l'investissement en instruments de capitaux propres à risque ne suffit pas à lui permettre de financer ses activités sans un soutien financier subordonné additionnel de tiers ou dans laquelle les investisseurs ne répondent pas aux critères de participation majoritaire et bi qui ne répond pas aux conditions d'exemption indiquées. Le principal bénéficiaire est l'entreprise qui absorbera la majorité des pertes prévues ou recevra la majorité des rendements résiduels prévus, ou les deux, de l'EDDV. La note d'orientation a été suspendue par l'ICCA en prévision des révisions finales qui y seront apportées.

La Société est partie à divers accords de coentreprise et vend des créances en vertu d'un accord de titrisation de créances. Elle évaluera ces accords à la lumière de la note d'orientation révisée, quand elle sera publiée.

Avantages sociaux futurs – Informations additionnelles
En décembre 2003, le CNC a approuvé les révisions au chapitre 3461, « Avantages sociaux futurs ». Les informations additionnelles annuelles sont à fournir pour les exercices se terminant à compter du 30 juin 2004, et les informations additionnelles intermédiaires sont à fournir pour les périodes se terminant à compter du 30 juin 2004. Le CNC encourage une adoption anticipée.

OPG a déjà adopté certaines des exigences de présentation additionnelle. Ainsi, OPG indique ses méthodes et modes de comptabilisation des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi dans ses conventions comptables. Les cotisations minimales requises par l'employeur pour l'exercice écoulé et le prochain exercice, ainsi que les montants additionnels cotisés pendant l'exercice écoulé sont également présentés à la note 9 afférente aux états financiers consolidés, en plus des principales hypothèses utilisées.

4 Vente de créances

Le 1er octobre 2003, la Société a signé un accord visant la vente d'une participation indivise de copropriétaire dans ses créances actuelles et futures (les « créances ») à une fiducie indépendante. La Société conserve également une participation indivise de copropriétaire dans les créances vendues à la fiducie. En vertu de l'accord, la Société continue de gérer les créances. Le transfert cède à la fiducie la propriété d'une partie des paiements de principal découlant des créances, calculés chaque mois. Le recours de la fiducie envers la Société se limite généralement au revenu tiré des créances.

La Société a inscrit le transfert initial de la copropriété à la fiducie et les transferts subséquents requis étant donné l'option de rechargement de la titrisation à titre de vente, conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-12 de l'ICCA, « Cession de créances ». Selon cette note d'orientation, le produit de chaque vente à la fiducie est considéré comme le montant d'argent reçu de la fiducie, déduction faite de la participation indivise de copropriétaire conservée par la Société. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, la Société a constaté des frais avant impôts de 3 millions de dollars relativement à ces ventes.

Les créances présentées et titrisées par la Société sont comme suit :

(en millions de dollars)	Principal des créances au 31 décembre 2003	Solde moyen des créances pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003
Total du portefeuille de créances[1]	**464**	**443**
Créances vendues	**300**	**300**
Créances conservées	**164**	**143**
Coût moyen des fonds		**2,8 %**

1 Le montant représente les créances en cours, y compris les créances titrisées depuis le 1er octobre 2003, que la Société continue de gérer.

Une variation défavorable immédiate de 10 % à 20 % du taux d'actualisation n'aurait pas une incidence importante sur la juste valeur du droit conservé. Il n'y a pas eu de créances irrécouvrables pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003.

Les flux de trésorerie liés aux titrisations pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2003
Produit des nouvelles ventes	**300**
Recouvrements réinvestis dans les ventes à rechargement[1]	**900**
Flux de trésorerie liés aux droits conservés	**415**

1 Étant donné l'option à rechargement de la titrisation, les montants recouvrés au titre des créances titrisées sont immédiatement réinvestis dans des créances additionnelles, ce qui signifie que le produit de la Société ne dépassera pas le montant initial de 300 millions de dollars.

5 Immobilisations

L'amortissement des immobilisations consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	2003	Retraité 2002
Amortissement	**600**	556
Frais de gestion des déchets nucléaires	**3**	5
	603	561

Les immobilisations se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2003	Retraité 2002
Immobilisations corporelles		
Centrales nucléaires	**4 152**	3 494
Centrales à combustible fossile	**1 583**	1 842
Centrales hydroélectriques	**7 663**	7 620
Autres immobilisations	**636**	566
Construction en cours	**741**	1 225
	14 775	14 747
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	**2 308**	1 780
Autres immobilisations	**233**	176
	2 541	1 956
	12 234	12 791

Les immobilisations sous contrat de location-acquisition de 203 millions de dollars (200 millions de dollars en 2002) sont prises en compte dans les autres immobilisations. Au 31 décembre 2003, l'amortissement cumulé de ces biens loués s'élevait à 45 millions de dollars (36 millions de dollars en 2002). L'intérêt capitalisé à 6 % (6 % en 2002) dans la construction en cours a totalisé 54 millions de dollars (44 millions de dollars en 2002) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003.

Dépréciation d'actifs à long terme

Les estimations comptables relatives à la dépréciation des actifs nécessitent beaucoup de jugement de la part de la direction afin de déterminer les prévisions à court et à long terme sur les prix futurs des ventes, l'approvisionnement en électricité en Ontario, les dates de remise en service des centrales inutilisées, l'inflation, les prix des combustibles et la durée de vie des centrales. Le montant des flux de trésorerie futurs qui seront finalement réalisés par OPG relativement à ces actifs pourrait être considérablement différent des valeurs comptables inscrites aux états financiers consolidés.

En 2003, le gouvernement a annoncé, puis confirmé, son engagement de fermer progressivement les centrales au charbon d'ici 2007. Par conséquent, on s'attend à ce que les centrales de Nanticoke, Lambton, Thunder Bay et Atikokan soient en grande partie fermées avant la fin de leur durée de vie utile estimative. Ce changement a obligé OPG à tester la recouvrabilité de la valeur comptable de ces centrales. OPG a constaté une perte de valeur de 576 millions de dollars en raison de la perte des flux de trésorerie provenant de ces centrales après 2007. Donc, la valeur comptable des centrales à combustible fossile a été diminuée de 576 millions de dollars.

La juste valeur des actifs de production d'énergie thermique a été établi au moyen de la méthode des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur a ensuite été comparée à la valeur comptable des actifs productifs pour déterminer le montant de la perte de valeur.

Le gouvernement de l'Ontario a créé un comité chargé d'examiner le rôle d'OPG au sein du marché de l'électricité ontarien, la structure qu'OPG devrait adopter à l'avenir et la possibilité de remettre en état les trois unités de la centrale nucléaire Pickering A qui sont hors service. La valeur comptable de la construction en cours de ces trois unités était de 161 millions de dollars au 31 décembre 2003. Si OPG abandonne les travaux de remise en état requis pour remettre ces unités en service, une perte de valeur correspondant à la valeur comptable de ces unités sera constatée. En ce cas, OPG devrait également évaluer des imputations éventuelles additionnelles.

6 Facilités de crédit à court terme

En mars 2003, OPG a renouvelé sa facilité de crédit bancaire renouvelable avec conditions fixes à court terme de 1 000 millions de dollars. La facilité de crédit avait un terme renouvelable de 364 jours et pouvait être prolongée de deux ans. En décembre 2003, OPG a reporté la date de renouvellement de la facilité de mars 2004 à mai 2004. OPG a ensuite prolongé la facilité d'un terme de 364 jours sans l'option de prolongation de deux ans, à compter de mai 2004. Les effets émis en vertu du programme de papier commercial de la Société sont garantis par cette facilité de crédit bancaire. Au 31 décembre 2003, OPG n'avait aucun effet à court terme en cours en vertu du programme de papier commercial (182 millions de dollars en 2002).

OPG détient également des facilités de trésorerie sans conditions fixes à court terme de 28 millions de dollars ainsi que des facilités de crédit sans conditions fixes à court terme de 173 millions de dollars à l'appui des garanties dans le cadre des règles du marché au détail de l'électricité et pour d'autres engagements sous forme de lettres de crédit. Sur ce montant, 125 millions de dollars ont été utilisés pour les lettres de crédit accordées aux sociétés de distribution locale en soutien des obligations d'OPG, dans le cadre de la facturation consolidée de détail imposée par le code de règlement au détail et en soutien du régime de retraite complémentaire.

7 Dette à long terme

Dette en cours

La dette à long terme consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	**2003**	2002
Effets à payer à la SFIÉO	**3 200**	3 200
Obligations liées au contrat de location-acquisition	**8**	19
Part de la dette de la société en commandite	**189**	138
	3 397	3 357
Moins : les obligations liées au contrat de location-acquisition échéant à moins d'un an	**4**	5
Dette à long terme	**3 393**	3 352

En février 2003, la Société a conclu une entente avec la SFIÉO afin de reporter le paiement du principal de 700 millions de dollars d'effets de premier rang venant à échéance en 2003 et en 2004 en prolongeant les dates d'échéance de deux ans. Les taux d'intérêt demeurent inchangés.

Les dates d'échéance des effets à payer à la SFIÉO sont comme suit :

		Capital en cours (en millions de dollars)		
Échéance	Taux d'intérêt (%)	Effets de premier rang	Effets subordonnés	Total
2005	5,49	200	–	200
2005	5,71	300	–	300
2006	5,44	100	–	100
2006	5,62	300	–	300
2006	5,94	100	–	100
2006	5,78	300	–	300
2007	5,85	400	–	400
2008	5,90	400	–	400
2009	6,01	350	–	350
2010	6,60	–	375	375
2011	6,65	–	375	375
		2 450	750	3 200

Les effets de premier rang confèrent à leurs porteurs le droit de recevoir le paiement complet des montants qui leur sont dus, avant les porteurs des effets subordonnés. La SFIÉO détient actuellement l'ensemble des dettes de premier rang et des effets subordonnés d'OPG.

En septembre 2002, Brighton Beach Power L.P. (« Brighton Beach »), société en commandite formée par OPG et ATCO Power Canada Ltd., ATCO Resources Ltd. et Brighton Beach Power Ltd., a finalisé un financement privé par obligations et emprunts à terme de 403 millions de dollars pour son projet de production électrique de 580 mégawatts en construction à Windsor, en Ontario. Brighton Beach a également signé une convention de conversion énergétique avec Coral Energy Canada Inc. (« Coral »), en vertu de laquelle Coral livrera le gaz naturel à la centrale et possédera, commercialisera et négociera toute la production d'électricité. OPG consolide proportionnellement sa participation de 50 % dans la société en commandite Brighton Beach. Au 31 décembre 2003, l'encours du prêt s'élevait à 378 millions de dollars (276 millions de dollars en 2002) dont 189 millions de dollars (138 millions de dollars en 2002) sont comptabilisés par OPG. Si le projet est terminé et que certains tests de rendement sont réussis avant le 30 septembre 2006, le financement associé au projet de Brighton Beach n'aura droit de recours qu'envers le projet et non la Société. Le projet et les tests de rendement devraient être terminés d'ici le milieu de 2004.

Les intérêts versés pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2003 se sont élevés à 219 millions de dollars (204 millions de dollars en 2002), dont 210 millions de dollars se rapportent à la dette à long terme (198 millions de dollars en 2002). Des intérêts de 54 millions de dollars ont été capitalisés en 2003 (44 millions de dollars en 2002).

8 Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires

Le passif pour l'enlèvement d'immobilisations et la gestion des déchets nucléaires fondé sur la valeur actualisée consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	**2003**	Retraité 2002
Passif pour gestion des combustibles nucléaires épuisés	**4 451**	4 230
Passif pour démantèlement des centrales nucléaires et gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne	**3 289**	3 131
Passif pour enlèvement d'immobilisations non nucléaires	**181**	178
Passif pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	**7 921**	7 539

La variation du passif net pour l'enlèvement d'immobilisations et la gestion des déchets nucléaires pour les exercices terminés les 31 décembre 2003 et 2002 consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	**2003**	Retraité 2002
Passif au début de l'exercice (retraité)	**7 539**	7 183
Augmentation du passif en raison de la charge de désactualisation	**430**	411
Augmentation du passif en raison des charges variables liées à la gestion des déchets nucléaires et des combustibles nucléaires épuisés	**24**	37
Passif réglé par les frais de gestion des déchets	**(72)**	(92)
Passif à la fin de l'exercice	**7 921**	7 539

Les obligations liées à la mise hors service des immobilisations d'OPG se composent des coûts prévus à engager jusqu'à la date et à la date d'abandon des activités et de fermeture des centrales thermiques et nucléaires. Les coûts à engager pour le démantèlement, la démolition et la cession des installations et du matériel, la décontamination et la remise en état des sites et la gestion poursuivie à long terme des combustibles nucléaires épuisés et des déchets à faible activité et à activité moyenne.

Les coûts suivants sont constatés à titre de passif :

- la valeur actualisée des coûts de démantèlement des installations nucléaires et à combustible fossile à la fin de leur durée de vie utile;
- la valeur actualisée de la partie coût fixe de tout programme de gestion des déchets nucléaires requis, d'après le volume total des déchets attendus sur la durée de vie estimative des centrales;
- la valeur actualisée de la partie coût variable de tout programme de gestion des déchets nucléaires, en tenant compte des volumes de déchets réels, engagée à ce jour.

L'établissement du montant à comptabiliser pour les charges pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires exige l'établissement d'hypothèses importantes, car ces programmes s'échelonnent sur plusieurs années. La fermeture des centrales devrait avoir lieu entre 5 à 22 ans à partir de la date d'aujourd'hui, selon la centrale. Les programmes actuels englobent des estimations de flux de trésorerie jusqu'en 2057 pour le démantèlement des centrales nucléaires et jusqu'en 2100 environ pour la gestion des combustibles nucléaires épuisés. Le montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs associés à l'obligation qui devrait être engagée jusqu'à la date de fermeture des centrales inclusivement est d'environ 19 milliards de dollars. Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la valeur actualisée des obligations au 31 décembre 2003 était de 5,75 % (5,75 % en 2002), et les taux d'accroissement des coûts variaient de -1 % à 4 % en 2003 et en 2002. En vertu des conditions du contrat de location avec Bruce Power, OPG a toujours la responsabilité des passifs pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires se rapportant aux centrales nucléaires de Bruce.

Les hypothèses importantes concernant plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisées pour le calcul des charges à payer font l'objet d'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, ainsi que des hypothèses touchant le calendrier des programmes ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur totale des charges à payer. Il existe un grand risque entourant l'exactitude de la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent évoluer à la hausse ou à la baisse, compte tenu de leur durée prolongée et de l'évolution rapide de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires.

Passif au titre des coûts de gestion des combustibles nucléaires

Le passif au titre des coûts de gestion des combustibles nucléaires épuisés représente les coûts de gestion des faisceaux de combustible nucléaire épuisé hautement radioactifs. Les hypothèses actuelles utilisées pour l'établissement des coûts relatifs au combustible épuisé incluent : la gestion à long terme des faisceaux de combustible nucléaire épuisé par le stockage en couches géologiques profondes; la mise en service prévue en 2035 d'installations de stockage de combustible nucléaire épuisé; et une distance moyenne de transport de 1 000 kilomètres entre les centrales nucléaires et les installations de stockage. Des solutions de rechange au procédé d'enfouissement sont examinées par les installations nucléaires canadiennes dans le cadre de l'étude d'options requise par la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*. L'étude d'options doit être finalisée d'ici 2005, une décision du gouvernement fédéral n'étant pas attendue avant 2006.

Passif au titre des coûts de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne

Le passif au titre des coûts de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne représente les coûts estimatifs du démantèlement des centrales nucléaires au terme de leur durée de vie utile ainsi que le coût de la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne produits par les centrales nucléaires. Les hypothèses importantes utilisées pour l'estimation des coûts futurs d'enlèvement des immobilisations nucléaires incluent : le démantèlement des centrales nucléaires selon un calendrier échelonné (les réacteurs demeureront à l'arrêt en lieu sûr pendant les 30 ans précédant un démantèlement de 10 ans). Les déchets de faible activité et d'activité moyenne issus du démantèlement seront évacués vers les installations conçues à cette fin.

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces déchets pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur élimination définitive à long terme. Les hypothèses actuelles utilisées pour l'établissement des coûts relatifs aux déchets nucléaires de faible activité et d'activité moyenne incluent : la mise en service en 2015 d'installations d'élimination des déchets de faible activité; le costockage de déchets d'activité intermédiaire de courte durée et de déchets de faible activité à partir de 2015; et le costockage du reste des déchets d'activité intermédiaire de longue durée et du combustible épuisé à partir de 2035.

Passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires

Le passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires repose sur des estimations de coûts de tiers formulées à la lumière d'un examen minutieux des sites des centrales en exploitation et d'une évaluation des activités requises de nettoyage et de remise en état requises. Ce passif représente les coûts estimatifs de démantèlement des centrales thermiques au terme de leur durée de vie utile. Selon les estimations, ces centrales devraient être démantelées entre 2005 et 2025.

Outre le passif de 146 millions de dollars pour les sites en exploitation, OPG a inscrit un passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations de 35 millions de dollars relativement aux coûts de démantèlement et de remise en état des sites des centrales ayant fait l'objet d'un désinvestissement ou qui ne sont plus utilisés.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du démantèlement de ses centrales hydroélectriques. En outre, les coûts pour ce type d'installation ne peuvent faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour l'entretien ou la reconstruction, on suppose que des ouvrages de régularisation des eaux seront nécessaires dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif pour le démantèlement de ses centrales hydroélectriques.

Ontario Nuclear Funds Agreement

Le 24 juillet 2003, OPG et la Province ont conclu des accords en vertu de l'ONFA qui exigeait l'établissement de fonds distincts pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires. Pour se conformer à l'ONFA, OPG a transféré les actifs de ses fonds existants pour enlèvement des immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires à un fonds de démantèlement et à un fonds pour combustible utilisé, détenus dans des comptes de garde. De plus, un montant à recevoir de la SFIÉO de 3,1 milliards de dollars a été transféré dans le fonds de démantèlement, sous forme d'un versement au comptant de 1,2 milliard de dollars et d'effets à recevoir portant intérêt de 1,9 milliard de dollars.

Le fonds pour combustible utilisé servira à financer les coûts futurs de la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire épuisé. OPG assume le risque et l'obligation relatifs à l'accroissement des coûts de gestion des déchets de combustible épuisé, sous réserve des seuils de passif progressifs précisés dans l'ONFA, qui limite son risque financier total à environ 6,0 milliards de dollars, soit la valeur actualisée au 1er avril 1999 (environ 7,8 milliards de dollars en 2003). OPG continuera de faire des versements annuels au cours de la durée de vie de ses centrales nucléaires, comme il est précisé dans l'ONFA.

Le fonds de démantèlement servira à financer les coûts futurs d'enlèvement des immobilisations nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne à long terme ainsi qu'une tranche des frais de stockage du combustible épuisé après la durée de vie de la centrale. Le financement initial, qui englobe les effets à recevoir de la SFIÉO, est censé être suffisant pour s'acquitter de l'estimation de la charge de 1999. Tout manque à gagner devra être comblé par OPG.

La *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* (Canada) est entrée en vigueur en novembre 2002. Conformément à cette dernière, l'organisme de gestion des déchets nucléaires a été fondé au cours de 2002 afin de préparer et d'examiner des solutions de rechange et de fournir des recommandations pour la gestion à long terme des déchets nucléaires. Les résultats de l'étude doivent être déposés dans les trois ans suivant l'entrée en vigueur de la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*. Le gouvernement fédéral déterminera la stratégie de gestion à long terme des déchets nucléaires en fonction de plans déposés. OPG a effectué un dépôt initial de 500 millions de dollars dans un fonds en fiducie en novembre 2002, comme l'exige la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*, et d'un montant additionnel de 100 millions de dollars en 2003. OPG déposera un montant supplémentaire de 100 millions de dollars pour les deux prochaines années jusqu'à ce que le gouvernement fédéral approuve un plan à long terme. Les contributions futures, par la suite, dépendront du plan choisi. La fiducie est consolidée par OPG et représente une partie du fonds pour combustible utilisé.

Au 31 décembre 2003, le fonds constitué pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires se composait de ce qui suit :

(en millions de dollars)	**Méthode de l'amortissement du coût**	**Juste valeur**
Fonds de démantèlement[1]	**3 641**	**3 801**
Fonds pour combustible utilisé	**1 587**	**1 587**
	5 228	**5 388**

1 Comprend un montant à recevoir de 1 892 $ de la SFIEO.

Au 31 décembre 2002, le fonds constitué pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires se composait de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Méthode de l'amortissement du coût	Juste valeur
Fonds pour l'enlèvement des immobilisations et la gestion des déchets nucléaires	1 599	1 622
Montant à recevoir de la SFIÉO	2 938	2 938
	4 537	4 560

Dans le cadre de l'ONFA, en date du 31 juillet 2003, la Province a fourni à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») pour le compte d'OPG, comme l'exige la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), une garantie de jusqu'à 1,51 milliard de dollars. Cette garantie assure que les fonds seront suffisants pour acquitter la totalité des obligations relatives au démantèlement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. La garantie provinciale s'ajoutera au fonds pour combustible utilisé et au fonds de démantèlement jusqu'au moment où des fonds suffisants couvriront le passif accumulé aux fins de gestion des déchets nucléaires et de démantèlement. La garantie, avec la constitution des nouveaux fonds de garde distincts, répondaient aux exigences de permis pour les centrales nucléaires d'OPG auprès de la CCSN. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % du montant garanti par la Province.

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG un rendement dans le fonds pour combustible utilisé de 3,25 % au-dessus de l'indice des prix à la consommation (IPC) (le « rendement garanti »). L'écart entre le rendement garanti sur le fonds pour combustible utilisé et le rendement réel net, selon la juste valeur des actifs du fonds, qui comprend les rendements réalisés et non réalisés, doit être remis à la Province ou versé par elle. Comme OPG comptabilise les placements dans le fonds selon la méthode de l'amortissement du coût, le montant constaté dans les états financiers consolidés que reçoit ou paye la Province correspond à l'écart entre le rendement garanti et le rendement réel d'après les rendements réalisés seulement. Au 31 décembre 2003, les actifs du fonds pour combustible utilisé comprenaient un montant de 10 millions de dollars à recevoir de la Province. Si les placements dans le fonds pour combustible utilisé avaient été comptabilisés à la juste valeur marchande dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2003, le montant à payer à la Province serait de 71 millions de dollars.

En vertu de l'ONFA, un taux de rendement cible de 5,75 % par année a été établi pour le fonds de démantèlement. Si le taux de rendement diffère ou si la valeur des passifs change dans le cadre du plan de référence d'OPG (1999), le fonds de démantèlement peut être insuffisant ou excédentaire. Selon l'ONFA, en cas de surplus dans le fonds de démantèlement de sorte que les passifs, aux termes du plan de référence d'OPG (1999), sont financés au moins à 120 %, OPG peut transférer 50 % de l'excédent sur le passif à titre de contribution au fonds pour combustible utilisé, et la SFIÉO est en droit de recevoir le solde de 50 % de l'excédent. Au 31 décembre 2003, le fonds de démantèlement était entièrement financé, et aucun montant n'était dû.

La juste valeur et la fraction non amortie du coût des titres investis dans les fonds distincts, qui comprenaient le fonds pour combustible utilisé et le fonds de démantèlement, au 31 décembre 2003, étaient comme suit :

(en millions de dollars)	Méthode de l'amortissement du coût	Juste valeur
Espèces et quasi-espèces et placements à court terme	139	139
Titres de capitaux propres négociables	2 556	2 795
Obligations et débentures	635	637
Montant à recevoir de la SFIÉO	1 892	1 892
Frais d'administration à payer	(4)	(4)
	5 218	5 459
Montant à recevoir de (à payer à) la Province – Fonds pour combustible utilisé	10	(71)
Total	5 228	5 388

Les obligations et débentures détenues dans les fonds au 31 décembre 2003 viennent à échéance comme suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur
Moins d'un an	19
De 1 an à 5 ans	204
De 5 ans à 10 ans	260
Plus de 10 ans	154
Total des titres d'emprunt à venir à échéance	637
Rendement moyen	4,3 %

Un montant de 1 892 millions de dollars à recevoir de la SFIÉO ne porte pas de date d'échéance. Le taux d'intérêt réel sur le montant à recevoir de la SFIÉO était de 5,0 % (6,0 % en 2002).

9 Avantages sociaux

Les avantages postérieurs à l'emploi comprennent les régimes de retraite, l'assurance-vie collective, l'assurance des soins de santé et l'assurance en cas d'invalidité prolongée. Les obligations contractées en vertu des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les rajustements provenant de modifications des régimes, les modifications des hypothèses et les gains ou pertes actuariels. Les obligations liées aux régimes de retraites et aux autres avantages postérieurs à l'emploi et les actifs de la caisse de retraite sont mesurés au 31 décembre 2003.

Régime de retraite enregistré

Le régime de retraite enregistré est un régime contributif à prestations déterminées couvrant tous les employés permanents et les retraités. Les actifs de la caisse de retraite se composent essentiellement de titres de capitaux propres et de titres d'emprunt de gouvernements et de sociétés, de placements immobiliers et d'autres placements gérés par des gestionnaires de portefeuilles professionnels. La caisse n'investit pas dans les actions ou les titres d'emprunt d'OPG.

Les données du régime de retraite enregistré d'OPG se présentent comme suit

	2003	2002
Hypothèses du régime de retraite – Obligation au titre des prestations à la fin de l'exercice		
Taux d'actualisation des prestations de retraite futures	**6,25 %**	6,75 %
Taux d'indexation de la grille salariale	**3,25 %**	3,00 %
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations	**2,25 %**	2,00 %

	2003	2002
Hypothèses du régime de retraite – Coût de l'exercice		
Rendement prévu des actifs du régime déduction faite des charges	**7,00 %**	7,00 %
Taux d'actualisation des prestations de retraite futures	**6,75 %**	6,75 %
Taux d'indexation de la grille salariale	**3,00 %**	3,00 %
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations	**2,00 %**	2,00 %
Nombre moyen d'années de service à courir pour les salariés actifs	**12**	11

(en millions de dollars)	2003	2002
Variation des actifs du régime de retraite enregistré		
Juste valeur des actifs du régime au début de l'exercice	**5 727**	6 342
Cotisations patronales	**153**	–
Cotisations salariales	**52**	78
Rendement réel des actifs du régime déduction faite des charges	**783**	(257)
Règlements	**–**	(142)
Versements de prestations	**(266)**	(294)
Juste valeur des actifs du régime à la fin de l'exercice	**6 449**	5 727
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées du régime de retraite enregistré		
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	**5 965**	5 995
Coût des prestations pour services rendus au cours de l'exercice de l'employeur	**107**	107
Cotisations salariales	**52**	78
Intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées	**402**	381
Gain de compression	**–**	(28)
Gain de règlement	**–**	(124)
Versements de prestations	**(266)**	(294)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	**786**	(150)
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	**7 046**	5 965
Déficit du régime de retraite enregistré	**(597)**	(238)

(en millions de dollars)	2003	2002
Rapprochement du déficit du régime de retraite enregistré		
Déficit du régime de retraite	**(597)**	(238)
Perte actuarielle nette non amortie	**924**	388
Coût non amorti au titre des services passés	**137**	155
Actif reporté du régime de retraite	**464**	305

(en millions de dollars)	2003	2002
Composantes du coût constaté du régime de retraite enregistré		
Coût des prestations pour services rendus au cours de l'exercice	**107**	107
Intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées	**402**	381
Rendement prévu des actifs du régime déduction faite des charges	**(502)**	(471)
Perte de compression	**–**	10
Perte de règlement	**–**	5
Amortissement des coûts des prestations pour services passés	**18**	18
Amortissement du gain actuariel net	**(31)**	(34)
Coût (revenu) constaté du régime de retraite	**(6)**	16

Selon l'évaluation de la capitalisation du 1er avril 2002, soit la dernière évaluation déposée, OPG était tenue d'effectuer des cotisations de 12 millions de dollars à son régime de retraite en 2003. Cependant, OPG a préféré verser un montant additionnel de 141 millions de dollars pour des cotisations totales de 153 millions de dollars en 2003. Pour 2004, les cotisations requises sont estimées à environ 15 millions de dollars, compte tenu des cotisations additionnelles effectuées en 2003. OPG s'attend à verser un montant additionnel de 141 millions de dollars, pour des cotisations totales de 156 millions de dollars en 2004. Compte tenu d'un financement permanent, les actifs étant présentés à leur valeur marchande, OPG estime que le déficit du régime de retraite s'élevait à 1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2003 (1,6 milliard de dollars en 2002).

Régime de retraite complémentaire

Le régime de retraite complémentaire est un régime à prestations déterminées couvrant certains salariés et retraités. Les hypothèses utilisées sont les mêmes que celles du régime enregistré. Les données du régime de retraite complémentaire d'OPG se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	2003	2002
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées du régime de retraite complémentaire		
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	**125**	76
Coût des prestations pour services rendus au cours de l'exercice	**8**	8
Intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées	**9**	7
Perte de compression	**–**	1
Gain de règlement	**–**	(3)
Versements de prestations	**(5)**	(3)
Avantages spéciaux liés aux cessations d'emploi	**–**	13
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	**(20)**	26
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	**117**	125

(en millions de dollars)	2003	2002
Rapprochement de l'obligation au titre des prestations du régime de retraite complémentaire		
Obligation au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice		
Obligation à long terme	**98**	86
Obligation à court terme	**3**	–
Perte actuarielle nette non amortie	**10**	33
Coût non amorti au titre des services passés	**6**	6
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	**117**	125

(en millions de dollars)	2003	2002
Composantes du coût constaté du régime de retraite complémentaire		
Coût des prestations pour services rendus au cours de l'exercice	8	8
Intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées	9	7
Perte de compression	–	2
Gain de règlement	–	(3)
Avantages spéciaux liés aux cessations d'emploi	–	13
Amortissement des coûts des prestations pour services passés	1	1
Amortissement du gain actuariel net	2	1
Coût constaté du régime de retraite	20	29

En 2003, OPG a effectué des paiements de 5 millions de dollars, qui étaient requis en vertu des modalités du régime de retraite complémentaire. Les paiements requis en 2004 devraient s'élever à 3 millions de dollars. Le régime de retraite complémentaire est garanti par des lettres de crédit d'un total de 96 millions de dollars.

Autres avantages postérieurs à l'emploi

Les données concernant les autres avantages postérieurs à l'emploi d'OPG sont les suivantes :

	2003	2002
Hypothèses relatives aux autres avantages postérieurs à l'emploi – Obligation à la fin de l'exercice		
Augmentation annuelle à long terme du coût par participant des principaux avantages	2,25 % – 4,5 %	2,0 % – 4,5 %
Taux d'actualisation des prestations futures	5,75 % – 6,25 %	6,0 % – 6,75 %

	2003	2002
Hypothèses relatives aux autres avantages postérieurs à l'emploi – Coût de l'exercice		
Augmentation annuelle à long terme du coût par participant des principaux avantages	2,0 % – 4,5 %	2,0 % – 4,5 %
Taux d'actualisation des prestations futures	6,0 % – 6,75 %	6,25 % – 6,75 %

(en millions de dollars)	2003	2002
Variation des obligations au titre des prestations projetées du régime d'avantages postérieurs à l'emploi		
Obligation au titre des prestations projetées au début de l'exercice	1 079	1 171
Coût des prestations pour services rendus au cours de l'exercice	29	37
Intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées	64	69
Versements de prestations	(51)	(49)
Perte de compression	–	1
Gain de règlement	–	(131)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	186	(19)
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	1 307	1 079

(en millions de dollars)	2003	2002
Rapprochement de l'obligation au titre des prestations du régime d'avantages postérieurs à l'emploi		
Obligation au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice		
Obligation à long terme	915	872
Obligation à court terme	58	54
Perte actuarielle nette non amortie	313	128
Coût non amorti des services passés	21	25
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	1 307	1 079

(en millions de dollars)	2003	2002
Composantes du coût constaté relativement aux avantages postérieurs à l'emploi		
Coût des prestations pour services rendus au cours de l'exercice	**29**	37
Intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées	**64**	69
Perte de compression	**–**	2
Gain de règlement	**–**	(63)
Amortissement de la perte actuarielle nette	**2**	3
Amortissement des coûts des services passés	**3**	3
Coût constaté	**98**	51

Une augmentation ou une diminution de 1,0 % de la tendance des coûts de soins de santé entraînerait respectivement une augmentation de 24 millions de dollars du coût constaté en 2003 ou une diminution de 14 millions de dollars du coût constaté en 2003. Une augmentation ou une diminution de 1,0 % de la tendance des coûts de soins de santé entraînerait respectivement une augmentation de 169 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2003 ou une diminution de 152 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2003.

En 2003, OPG a effectué des paiements de 51 millions de dollars, conformément aux modalités des régimes d'autres avantages postérieurs à l'emploi. Les paiements exigibles en 2004 devraient s'élever à 58 millions de dollars.

10 Instruments financiers

Juste valeur des instruments dérivés

Les justes valeurs des instruments dérivés ont été estimées en fonction du cours du marché d'instruments semblables ou réels, le cas échéant. Si les cours du marché ne sont pas connus, OPG tient compte de divers facteurs pour estimer les prix à terme, y compris les prix du marché et la volatilité des prix des marchés de l'électricité avoisinants, les prix du combustible et d'autres facteurs.

Les activités d'échange et la liquidité sur le marché de l'électricité de l'Ontario ont été limitées étant donné que les sociétés ne concluent généralement que des contrats à court terme. Par conséquent, les informations sur les prix à terme pour les contrats peuvent ne pas être entièrement représentatives du coût de ces contrats. Pour les contrats conclus en Ontario qui ne sont pas conclus à des fins de couverture, OPG a établi des réserves de liquidité à la juste valeur marchande des actifs et des passifs équivalant au gain ou à la perte sur ces contrats. Ces réserves ont réduit les produits du secteur Commercialisation de l'énergie d'environ 5 millions de dollars en 2003 (7 millions de dollars en 2002). Les contrats conclus pour des opérations à l'extérieur de l'Ontario continuent d'être constatés aux bilans consolidés en tant qu'actif ou passif à la juste valeur, les variations de juste valeur étant comptabilisées à titre de gain ou de perte dans les produits du secteur Commercialisation de l'énergie.

Instruments dérivés utilisés aux fins de couverture

Au tableau suivant figure la juste valeur estimative des instruments dérivés désignés en tant que couvertures. La majorité des instruments dérivés d'OPG sont traités en tant que couvertures, les gains ou pertes étant constatés au moment du règlement, quand les opérations sous-jacentes sont effectuées. La Société se sert principalement des dérivés financiers de marchandises pour couvrir le risque de variation des prix des marchandises associé aux fluctuations du prix de l'électricité.

(en millions de dollars)	2003			2002		
	Quantité nominale	**Terme**	**Juste valeur**	Quantité nominale	Terme	Juste valeur
Gain (perte)						
Instruments dérivés sur l'électricité	**23,9 TWh**	**1 à 3 yrs**	**(13)**	37,9 TWh	1 à 4 yrs	(144)
Instruments dérivés sur les taux de change	**40 $ U.S.**	**4 janv.**	**(3)**	179 $ U.S.	3 avril	4
Options servant à acheter les crédits de réduction des émissions	**3 000 000 de tonnes**	**2004**	**–**	6 000 000 de tonnes	2003–2004	1

Les instruments dérivés sur les taux de change servent à couvrir le risque lié aux achats prévus libellés en dollars américains. Le taux de change fixe moyen pondéré des contrats en cours au 31 décembre 2003 s'élevait à 0,72 $ US (0,64 $ en 2002) contre 1 dollar canadien.

Instruments dérivés non utilisés aux fins de couverture

La valeur comptable (juste valeur) des instruments dérivés non désignés comme couvertures est comme suit :

(en millions de dollars)	2003		2002	
	Quantité nominale	**Juste valeur**	Quantité nominale	Juste valeur
Instruments dérivés sur marchandises				
Actifs	**7,9 TWh**	**8**	15,8 TWh	10
Passifs	**1,6 TWh**	**(8)**	0,5 TWh	(14)
		–		(4)
Réserves de liquidité de l'Ontario		**(5)**		(7)
Total		**(5)**		(11)

Juste valeur des autres instruments financiers

La valeur comptable des espèces et quasi-espèces, des débiteurs, des effets à recevoir, des créditeurs et charges à payer, du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, des effets à court terme à payer et de la tranche à moins d'un an de la dette à long terme se rapproche de leur juste valeur en raison de l'échéance immédiate ou à court terme de ces instruments financiers. La juste valeur des autres instruments financiers a été estimée en fonction du cours du marché d'instruments semblables ou réels, le cas échéant.

La valeur comptable et la juste valeur de ces autres instruments financiers sont comme suit :

(en millions de dollars)	2003		Retraité 2002	
	Valeur comptable	**Juste valeur**	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers				
Fonds pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires	**5 228**	**5 388**	4 537	4 560
Débiteurs à long terme et autres actifs	**64**	**64**	59	59
Passifs financiers				
Dette à long terme et tranche à long terme des contrats de location-acquisition	**3 393**	**3 516**	3 352	3 381
Créditeurs et charges à payer à long terme	**276**	**276**	321	326

Risque de crédit

La majorité des produits d'OPG provient de la vente d'électricité sur le marché au comptant administré par la SIGMÉ. OPG tire également des produits d'autres sources, y compris de la vente des produits de gestion du risque financier à des tiers. OPG gère le risque de crédit de contrepartie en surveillant les contreparties dont la notation de solvabilité est faible et en limitant son exposition à celles-ci, en évaluant de manière intégrée le risque de crédit de ces contreparties et en effectuant des examens périodiques de leur solvabilité et en obtenant entre autres une garantie de crédit pour toutes les opérations au-delà des limites approuvées.

11 Impôts sur les bénéfices

Le rapprochement du taux d'imposition réel et du taux prévu par la loi se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2003	Retraité 2002
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	**(494)**	73
Taux d'imposition fédéral et provincial combiné prévu par la loi, y compris la surtaxe	**36,6 %**	38,6 %
Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	**(181)**	28
Augmentation (diminution) des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Impôt des grandes sociétés en sus de la surtaxe	**37**	29
Taux d'imposition futur sur les écarts temporaires	**4**	4
Éléments de bénéfice non imposables	**(3)**	(27)
Redressements relatifs aux fluctuations des taux d'imposition futurs	**30**	–
Provision pour moins-value	**93**	–
Divers	**17**	(28)
	178	(22)
Charge d'impôts de l'exercice	**(3)**	6
Taux d'imposition réel	**0,6 %**	8,2 %

Les composantes importantes de l'estimation de la charge d'impôts (du recouvrement d'impôts) sont présentées dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2003	Retraité 2002
Charge d'impôts de l'exercice	**80**	29
Charge d'impôts future (économie)		
Variation des écarts temporaires	**(64)**	(23)
Report prospectif de pertes autres qu'en capital	**(101)**	–
Impôt minimum futur de l'Ontario à recouvrer	**(41)**	–
Provision pour moins-value	**93**	
Redressements relatifs aux fluctuations des taux d'imposition futurs	**30**	–
Charge d'impôts	**(3)**	6

Les impôts sur les bénéfices payés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 se sont établis à 28 millions de dollars (56 millions de dollars en 2002).

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs d'impôts futurs et des passifs d'impôts futurs sont présentées dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2003	Retraité 2002
Actifs d'impôts futurs :		
Passif pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	**2 664**	1 351
Autres passifs	**443**	381
Report prospectif de pertes autres qu'en capital	**101**	–
Impôt minimum futur de l'Ontario à recouvrer	**41**	–
	3 249	1 732
Passifs d'impôts futurs :		
Immobilisations	**1 422**	1 342
Fonds pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	**1 784**	481
Autres actifs	**255**	204
	3 461	2 027
Passifs d'impôts futurs nets	**212**	295

Au 31 décembre 2003, OPG comptait environ 296 millions de dollars de pertes autres qu'en capital reportées de façon prospective, pour lesquelles elle a comptabilisé un actif d'impôts futurs de 101 millions de dollars à des fins de présentation de l'information financière. Ces pertes ont été subies en 2003 et viendront à échéance en 2010.

OPG a pris certaines positions en matière de déclaration de l'impôt des sociétés et des impôts et taxes sur le capital qui pourraient être refusées et donner lieu à une augmentation de l'obligation fiscale à la fin des cotisations. Par conséquent, il subsiste une certaine incertitude sur le montant de la charge d'impôts, et la direction n'est pas en mesure d'en établir l'incidence sur les états financiers consolidés.

12 Actions ordinaires

Aux 31 décembre 2003 et 2002, OPG avait 256 300 010 actions ordinaires émises et en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars. OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

13 Engagements et éventualités

Litiges

La Société ou ses filiales font face à différentes réclamations, actions en justice et poursuites administratives, couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal de leurs activités. Chacune de ces questions s'accompagne d'incertitudes. Certaines d'entre elles pourraient avoir une incidence défavorable sur la Société. Ces éventualités sont constatées au moment où elles sont susceptibles de se produire et lorsqu'elles peuvent être estimées de manière raisonnable. La direction estime que la résolution finale de ces questions n'aura pas d'incidence importante sur la situation financière de la Société.

Réclamation de la Première nation de Slate Falls

La réclamation de la Première nation de Slate Falls porte sur 40 millions de dollars. La Première nation a lancé une action en justice auprès de la Cour de l'Ontario pour une mesure de redressement déclaratoire et des dommages non précisés en raison d'une atteinte aux droits fonciers ancestraux et à la réserve due aux crues et à d'autres actes de violation de la propriété. Le gouvernement du Canada est également défendeur dans cette réclamation. La Première nation est composée d'anciens membres d'un certain nombre de différentes bandes, dont celle d'Osnaburgh. Ontario Hydro avait conclu précédemment une entente de règlement avec la Première nation de Mishkeegogamang, connue auparavant sous le nom de Première nation d'Osnaburgh. Le gouvernement du Canada et OPG évaluent le chevauchement des bénéficiaires entre le litige actuel et le règlement précédent. Les parties sont au stade préliminaire et rassemblent actuellement les preuves qui serviront à l'évaluation de la responsabilité et des dommages potentiels; elles sont par conséquent dans l'impossibilité d'évaluer la réclamation pour l'instant.

Autres réclamations importantes

En 2003, OPG a réglé des actions en justice avec le groupe Canadian Agra et Integrated Energy Development Corporation. Les réclamations initiales s'élevaient respectivement à 146,5 millions de dollars et 60 millions de dollars.

Environnement

OPG était tenue d'assumer certaines obligations environnementales d'Ontario Hydro. Conséquemment, une provision de 76 millions de dollars a été établie à cet égard au 1er avril 1999. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2003, des charges de 4 millions dollars (2 millions de dollars en 2002) ont été déduites de cette provision.

Les activités courantes sont également soumises à la réglementation fédérale, provinciale et locale en matière de qualité de l'air, des sols et des eaux et d'autres questions environnementales. Le coût des obligations correspondantes est assumé dans le cours normal des activités. La direction estime avoir établi une provision suffisante dans les états financiers consolidés pour respecter les obligations environnementales liées aux activités actuelles d'OPG.

OPG a réalisé un projet visant l'installation d'une technologie de réduction sélective catalytique dans deux unités des centrales à combustible fossile de Nanticoke et de Lambton, à un coût de 261 millions de dollars. Ces technologies ont été mises en service en 2003 et réduiront d'environ 80 % les taux d'émission d'oxyde d'azote provenant des quatre unités.

Garanties

Dans le cadre des activités normales, OPG et certaines filiales concluent différentes ententes de garantie financière ou de résultat à des tiers au nom de certaines filiales. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements. Elles sont conclues principalement pour soutenir ou améliorer la solvabilité des filiales individuelles, ce qui facilite l'obtention de crédits suffisants pour la réalisation des objectifs commerciaux prévus des filiales.

OPG a fourni des garanties limitées en relation avec le financement de Brighton Beach. Si la société ne parvient pas à terminer le projet ou à réussir certains tests de rendement d'ici le 30 septembre 2006, OPG pourra être tenue de racheter sa part proportionnelle de la dette en circulation, soit jusqu'à concurrence d'un total de 202 millions de dollars. OPG a également la responsabilité de fournir sa part de capitaux propres relative aux dépassements de coûts, à concurrence d'un montant maximal de 33 millions de dollars, soit 20 millions de dollars de plus qu'en 2002 en raison d'une hausse des coûts du projet. OPG a également fourni des garanties se rapportant à des frais de transport du gaz et à d'autres frais énergétiques si la date d'exploitation commerciale est retardée dans certaines circonstances, ainsi qu'au service de la dette si l'entente de conversion énergétique est résiliée, entre la date d'une telle résiliation et la date de conclusion d'une entente de remplacement, la responsabilité d'OPG prenant fin quoi qu'il en soit le 30 septembre 2006.

Obligations contractuelles

Les obligations contractuelles de la Société et les autres engagements commerciaux au 31 décembre 2003 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2004	2005	2006	2007	2008	Après	Total
Ententes d'approvisionnement en combustible	692	230	197	108	109	70	1 406
Contributions effectuées dans le cadre de l'ONFA	454	454	454	454	679	2 103	4 598
Remboursement de la dette à long terme	–	500	800	400	400	1 100	3 200
Obligations d'achat non conditionnelles	69	38	22	15	11	14	169
Créditeurs à long terme	28	28	28	25	–	–	109
Obligations au titre de contrats de location-exploitation	10	10	9	9	9	10	57
Obligations au titre de contrats de location-acquisition	4	4	–	–	–	–	8
Divers	60	7	7	7	7	23	111
Total	1 317	1 271	1 517	1 018	1 215	3 320	9 658

14 Cession de contrôle

a) Centrales nucléaires de Bruce

En mai 2001, OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B à Bruce Power jusqu'en 2018, avec une option de renouvellement maximale de 25 ans. Dans le cadre du paiement initial, OPG a reçu 370 millions de dollars au comptant et un effet à recevoir de 225 millions de dollars. Selon les modalités du contrat de location-exploitation initial, l'effet de 225 millions de dollars devait être remboursé à OPG en deux versements de 112,5 millions de dollars au plus tard quatre ans et six ans suivant la date de clôture de l'opération.

En vertu du contrat de location-exploitation, OPG a accepté de transférer certains stocks de matières et de combustible à Bruce Power en plus de certaines immobilisations. OPG a également accepté de transférer à Bruce Power les actifs et passifs de régimes de retraite d'environ 3 000 de ses employés qui ont été mutés à Bruce Power. Bruce Power a pris en charge le passif au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi de ces employés. OPG verse à Bruce Power, à l'égard d'autres avantages postérieurs à l'emploi, environ 2,3 millions de dollars par mois sur une période de 72 mois qui prendra fin en 2008.

Dans le cadre du contrat, OPG a comptabilisé des produits reportés de façon à refléter le paiement initial, déduction faite des actifs nets transférés à Bruce Power. Les produits reportés sont amortis sur la durée initiale du contrat d'environ 18 ans et constatés à titre de produits autres qu'énergétiques.

En décembre 2002, British Energy plc. a conclu une entente visant à céder l'intégralité de sa participation de 82,4 % dans Bruce Power. L'opération a été finalisée en février 2003, et un consortium de sociétés canadiennes a pris en charge la part de la location des centrales nucléaires Bruce A et Bruce B détenues précédemment par British Energy. Les installations de Bruce continueront d'être exploitées par Bruce Power. À la clôture de l'opération, l'effet de 225 millions de dollars a été payé à OPG, et les paiements de location ont commencé à être effectués tous les mois. Le produit découlant de l'effet doit être appliqué au plus tard en mars 2008 aux exigences de financement d'OPG relativement aux passifs pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. De plus, de 2004 à 2008, sous réserve de certaines exceptions, les versements minimaux prévus dans le cadre du contrat de location s'élèveront à 190 millions de dollars par année. Les produits de location de 189 millions de dollars (178 millions de dollars en 2002) ont été constatés à titre de produits autres qu'énergétiques. Pour l'essentiel, les autres modalités du contrat de location-exploitation demeurent inchangées.

La valeur comptable nette des immobilisations louées à Bruce Power s'établissait à 680 millions de dollars au 31 décembre 2003 (montant retraité de 780 millions de dollars en 2002).

b) Autres activités de cession de contrôle

En janvier 2003, OPG a vendu un délaissé pour un produit au comptant de 1 million de dollars. En mai 2002, OPG a vendu quatre centrales hydroélectriques situées le long de la rivière Mississagi à Mississagi Power Trust. OPG a reçu un produit au comptant de 342 millions de dollars et a constaté un gain avant impôts et taxes de 99 millions de dollars.

15 Restructuration

En 2001, OPG a approuvé un plan de restructuration destiné à améliorer sa compétitivité future. Les charges de restructuration se rapportent à une réduction prévue de l'effectif sur une période de trois ou quatre ans. Au 31 décembre 2003, OPG avait approuvé des indemnisations de cessation d'emploi pour environ 1 450 employés. Les charges de restructuration cumulatives du régime depuis 2001 s'élèvent à 289 millions de dollars. Elles comprennent des indemnités de cessation d'emploi de 254 millions de dollars, dont 214 millions de dollars ont été imputés à l'exercice 2002, et des charges de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi de 35 millions de dollars, dont 8 millions de dollars ont été imputés à l'exercice 2002. Les charges de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi, constatées dans le cadre de la restructuration, sont incluses dans l'actif reporté des régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi, dans les bilans consolidés.

La variation du passif de restructuration au titre de la cessation d'emploi pour les exercices terminés les 31 décembre 2003 et 2002 est comme suit :

(en millions de dollars)	**2003**	Retraité 2002
Passif au début de l'exercice	**120**	40
Charges de restructuration	**–**	214
Versements	**(68)**	(134)
Passif à la fin de l'exercice	**52**	120

16 Contrats d'option à taux intermédiaires

Dans le cadre du règlement ontarien intitulé Transition – Generation Corporation Designated Rate Options (TRO), OPG est tenue d'accorder, à l'ouverture du marché, un allégement de tarifs transitoire à certaines sociétés d'énergie pour une période allant jusqu'à quatre ans, selon la consommation et le prix moyen payé par chaque client pendant une période de référence s'échelonnant du 1er juillet 1999 au 30 juin 2000. Les contrats TRO sont considérés comme une couverture des produits tirés des activités de production. Le volume maximal assujetti à l'allégement est estimé à environ 5,4 TWh pendant la première année suivant l'ouverture du marché, à 3,6 TWh au cours de la deuxième année et à 1,8 TWh pendant la troisième et la quatrième année. La durée maximale du programme est de quatre ans.

Une provision de 210 millions de dollars pour les contrats conclus dans le cadre du règlement TRO a été constatée au cours du premier trimestre de 2002 en fonction de la perte future estimative sur ces contrats. La provision a été déterminée à cette date-là selon les meilleures estimations de la direction concernant la courbe des prix à terme, les commissions du marché de l'électricité de gros, l'incidence de la cession de contrôle sur les contrats, les interruptions de production et le recouvrement des rabais relatifs à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché. La provision pour les contrats TRO a été constituée en fonction de l'atteinte des objectifs de cession de contrôle dans les trois années suivant l'ouverture du marché. OPG ne s'attend plus à atteindre les objectifs de cession de contrôle nécessaires pour que les contrats échoient après trois ans. Donc, un montant additionnel de 30 millions de dollars relatif à la quatrième année des contrats TRO a été comptabilisé en 2003.

En 2003, un montant de 73 millions de dollars a été déduit de la provision et entre dans le calcul du produit tiré de la production. En 2002, un montant de 66 millions de dollars avait été déduit de la provision et inclus dans le produit de la période comprise entre l'ouverture du marché, en mai 2002, et le 31 décembre 2002.

17 Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché

OPG doit, en vertu de sa licence de production, respecter des mesures d'atténuation de l'emprise sur le marché, notamment par un mécanisme de rabais et par une exigence de cession du contrôle de la capacité de production. Dans le cadre du mécanisme de rabais, une majorité importante des ventes d'électricité prévues d'OPG est assujettie à un plafond des produits annuels moyens de 3,8 ¢ le kWh pendant les quatre premières années suivant l'ouverture du marché, le 1er mai 2002. OPG est tenue de verser à la SIGMÉ un rabais annuel équivalant à l'excédent, le cas échéant, du prix moyen horaire sur le marché au comptant sur 3,8 ¢ le kWh sur une période de règlement de 12 mois, multiplié par le montant d'énergie assujetti au mécanisme de rabais. La première période de règlement prend fin le 30 avril 2003.

Conformément à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, le rabais est calculé compte tenu du montant des ventes d'électricité assujetties au mécanisme de rabais des centrales encore contrôlées par OPG seulement. Comme le prix moyen horaire sur le marché au comptant en 2003 a dépassé le plafond des produits de 3,8 ¢ le kWh, OPG a constaté un montant de 1 510 millions de dollars (907 millions de dollars en 2002) à titre de rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché.

Les variations du passif au titre du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché des exercices terminés les 31 décembre 2003 et 2002 ont été comme suit :

(en millions de dollars)	**2003**	2002
Passif au début de l'exercice	**572**	–
Augmentation de la provision pendant la période	**1 510**	907
Paiements	**1 673**	335
Passif à la fin de l'exercice	**409**	572

18 Recherche et développement

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, des frais de recherche et de développement de 21 millions de dollars (montant retraité de 24 millions de dollars en 2002) ont été imputés aux résultats. Des frais de développement de moins de 1 million de dollars ont été capitalisés en 2003 et en 2002.

19 Secteurs d'activité

Description des secteurs isolables

À partir du 1er mai 2002, à la suite de l'ouverture du marché de l'électricité en Ontario à la libre concurrence, OPG a réparti ses activités entre deux secteurs isolables : Production et Commercialisation de l'énergie. Une autre catégorie, Secteur non énergétique et autres, englobe les produits et certains coûts qui ne sont pas affectés aux deux secteurs d'activité.

Secteur Production

OPG exerce son activité principale, la production et la vente d'électricité, en Ontario. Depuis l'ouverture du marché de l'électricité en Ontario, le 1er mai 2002, l'ensemble de la production d'électricité d'OPG est vendue sur le marché au comptant en temps réel qui est administré par la SIGMÉ. Ainsi, la majorité des produits d'OPG provient des ventes sur le marché au comptant. OPG tire également des produits de l'approvisionnement des réserves pour l'exploitation et des contrats de prestation de services connexes (réglage de la tension / soutien de la puissance réactive, installations certifiées de redémarrage à froid et réglage de production automatique). Avant l'ouverture du marché, OPG vendait de l'électricité, directement aux clients du marché de gros en Ontario, ainsi qu'aux clients des marchés interconnectés du Québec, du Manitoba et des régions du nord-est et du Midwest des États-Unis.

Secteur Commercialisation de l'énergie

Le secteur Commercialisation de l'énergie tire ses produits de différentes opérations financières et opérations physiques sur le marché de l'énergie avec les gros consommateurs et consommateurs moyens de même que les consommateurs intermédiaires comme des sociétés de service public, des courtiers, des courtiers-fournisseurs, des négociateurs et autres négociants et vendeurs au détail. La commercialisation de l'énergie sur les marchés déréglementés comprend la négociation, la vente de produits de gestion financière et la vente de produits et des services énergétiques destinés à répondre aux besoins des clients en solutions énergétiques. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans les produits tirés du secteur Commercialisation de l'énergie à titre de gains ou de pertes. OPG achète et vend de l'électricité par l'entremise du marché de la SIGMÉ et des marchés interconnectés des provinces canadiennes avoisinantes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Avant le 1er mai 2002, date d'ouverture du marché, l'activité liée à la commercialisation de l'énergie d'OPG ne constituait pas un secteur isolable sur le plan comptable. Par conséquent, les montants comparatifs de 2002 correspondent à une période de huit mois.

Secteur non énergétique et autres

OPG tire ses produits autres qu'énergétiques en vertu d'une entente de location-exploitation à long terme conclue avec Bruce Power qui vise ses centrales nucléaires de Bruce. Ils comprennent les produits de location, les intérêts débiteurs et les produits tirés de l'analyse et de la conception techniques, des services connexes et techniques. Les produits autres qu'énergétiques englobent aussi les produits tirés de la vente d'isotopes au secteur médical et les locations immobilières.

Bénéfice par secteur pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003	**Production**	**Commercialisation de l'énergie**	**Secteur non énergétique et autres**	**Total**
(en millions de dollars)				
Produits				
Produits avant le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	**6 300**	**68**	**320**	**6 688**
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	**(1 510)**	**–**	**–**	**(1 510)**
	4 790	**68**	**320**	**5 178**
Combustible	**1 678**	**–**	**–**	**1 678**
Marge brute	**3 112**	**68**	**320**	**3 500**
Exploitation, entretien et administration	**2 072**	**8**	**55**	**2 135**
Remise en service de Pickering A	**258**	**–**	**–**	**258**
Amortissement	**496**	**–**	**107**	**603**
Augmentation du passif au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	**430**	**–**	**–**	**430**
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(238)**	**–**	**–**	**(238)**
Impôt foncier et impôt et taxe sur le capital	**98**	**–**	**16**	**114**
Perte sur les contrats d'option à taux intermédiaires	**–**	**–**	**30**	**30**
Bénéfice (perte) avant ce qui suit :	**(4)**	**60**	**112**	**168**
Dépréciation des actifs à long terme	**576**	**–**	**–**	**576**
Autres produits	**–**	**–**	**58**	**58**
Intérêts débiteurs nets	**–**	**–**	**144**	**144**
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	**(580)**	**60**	**26**	**(494)**

Bénéfice par secteur pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 (retraité)	Production	Commercialisation de l'énergie	Secteur non énergétique et autre	Total
(en millions de dollars)				
Produits				
Produits avant le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	6 271	59	323	6 653
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(907)	–	–	(907)
	5 364	59	323	5 746
Combustible	1 604	–	–	1 604
Achats d'électricité	290	–	–	290
Marge brute	3 470	59	323	3 852
Exploitation, entretien et administration	2 052	6	55	2 113
Remise en service de Pickering A	411	–	–	411
Amortissement	459	–	102	561
Augmentation du passif au titre d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	411	–	–	411
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(243)	–	–	(243)
Impôt foncier et impôt et taxe sur le capital	101	–	14	115
Perte sur les contrats d'option à taux intermédiaires	–	–	210	210
Bénéfice (perte) avant ce qui suit :	279	53	(58)	274
Restructuration	–	–	222	222
Autres produits	–	–	171	171
Intérêts débiteurs nets	–	–	150	150
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	279	53	(259)	73

Principales données du bilan	**Production**	**Commercialisation de l'énergie**	**Secteur non énergétique et autres**	**Total**
(en millions de dollars)				
31 décembre 2003				
Immobilisations corporelles du secteur, montant net	**11 305**	**–**	**929**	**12 234**
31 décembre 2002 (retraité)				
Immobilisations corporelles du secteur, montant net	11 855	–	936	12 791
Principales données des flux de trésorerie				
Exercice terminé le 31 décembre 2003				
Dépenses en capital	**546**	**–**	**97**	**643**
Exercice terminé le 31 décembre 2002				
Dépenses en capital	753	–	136	889

La grande majorité des ventes a été effectuée au Canada. Depuis l'ouverture à la libre concurrence du marché de l'électricité en Ontario en mai 2002, l'ensemble de la production d'électricité d'OPG est vendue sur le marché au comptant en temps réel qui est administré par la SIGMÉ. Ainsi, la majorité des produits d'OPG provenant des ventes sur le marché au comptant. Les ventes à la SIGMÉ ont représenté 93 % du total des produits pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 (70 % en 2002) et 40 % des débiteurs au 31 décembre 2003 (75 % en 2002).

20 Opérations entre apparentés

Étant donné que la province de l'Ontario détient l'ensemble des actions d'OPG, les apparentés comprennent la province de l'Ontario, les autres sociétés ayant succédé à Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. (« Hydro One »), la SIGMÉ et la SFIÉO. OPG conclut aussi des opérations entre apparentés avec ses coentreprises. Les opérations entre OPG et les apparentés sont mesurées à la valeur d'échange, soit la contrepartie établie et convenue par les apparentés. Les opérations se résument comme suit :

(en millions de dollars)	2003		Retraité 2002	
	Produits	**Charges**	Produits	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	**36**	**–**	742	–
Services	**14**	**16**	3	13
Province de l'Ontario				
Frais sur les revenus bruts / redevance d'utilisation d'énergie hydraulique	**–**	**132**	–	138
Garantie du taux de rendement du fonds pour combustible utilisé	**–**	**(10)**	–	–
SFIÉO				
Frais sur les revenus bruts / impôt foncier	**–**	**203**	–	215
Intérêts créditeurs sur les montants à recevoir	**–**	**(155)**	–	(165)
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	**–**	**191**	–	192
Impôt et taxe sur le capital	**–**	**51**	–	48
Impôts sur les bénéfices	**–**	**(3)**	–	6
Indemnités et garanties	**–**	**8**	–	5
SIGMÉ				
Ventes d'électricité	**6 230**	**–**	4 195	–
Rabais associé à la réduction du pouvoir sur le marché	**(1 510)**	**–**	(907)	–
Services connexes	**77**	**–**	82	–
Divers	**1**	**1**	8	2
	4 848	**434**	4 123	454

Au 31 décembre 2003, les débiteurs comportaient 14 millions de dollars (4 millions de dollars en 2002) à recevoir de Hydro One et 134 millions de dollars (551 millions de dollars en 2002) à recevoir de la SIGMÉ. Les créditeurs et les charges à payer au 31 décembre 2003 incluaient un montant de 5 millions de dollars (néant en 2002) à payer à Hydro One.

21 Autres coûts

Règlement de la CSPAAT

Pour les besoins de la classification de la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail (« CSPAAT »), OPG est passée du statut d'employeur autoassuré inscrit au tableau 2 au statut d'employeur assujetti au paiement de prime inscrit au tableau 1. Au cours de 2002, la CSPAAT a pris en charge l'obligation à l'égard des demandes d'indemnités existantes et futures d'OPG contre un paiement au comptant de 54,5 millions de dollars. Ainsi, le règlement de l'obligation entière est intervenu, et la Société a inscrit une réduction non récurrente de 24 millions de dollars des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration.

22 Autres produits

Les autres produits, qui comprennent le gain à la vente provenant des activités de cession de contrôle et d'autres programmes, se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	2003	2002
Centrales de production de la rivière Mississagi (note 14)	–	99
Gain à la vente de placements à long terme	58	54
Division d'analyse de sécurité nucléaire	–	11
Placement dans New Horizon System Solutions Inc.	–	4
Placement dans Kinectrics Inc.	–	3
	58	171

En 2003, la Société a vendu des placements à long terme détenus dans les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires et a transféré le produit reçu au fonds pour combustible épuisé et au fonds de démantèlement en juillet 2003, conformément à l'ONFA.

23 Variations des soldes hors caisse liés aux activités

(en millions de dollars)	2003	Retraité 2002
Débiteurs	105	274
Effets à recevoir	225	(225)
Impôts sur les bénéfices recouvrables	64	(3)
Stocks de combustible	(10)	23
Matières et fournitures	–	(45)
Rabais à payer relativement à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(163)	572
Créditeurs et charges à payer	(72)	(456)
	149	140

Kathryn Bouey

Jake Epp

James F. Hankinson

C. Ian Ross

GOUVERNANCE

Jusqu'au 4 décembre 2003, le conseil d'administration d'Ontario Power Generation se composait de 11 administrateurs. Le conseil compte quatre administrateurs, y compris le président du conseil. Le conseil est élu par l'actionnaire.

Le conseil d'administration est responsable de la stratégie globale et de la direction de la Société. Le conseil d'administration fait office de comité de vérification. En décembre 2003, les autres comités, soit Ressources humaines et gouvernance d'entreprise, Environnement, santé et sécurité et Examen du nucléaire, qui étaient actifs en 2003, ont été suspendus. Cependant, le conseil d'administration, collectivement, s'acquitte des obligations des autres comités.

COMITÉ DE VÉRIFICATION

Le comité de vérification offre des conseils au conseil d'administration et lui soumet des recommandations quant à la présentation de l'information financière; au caractère adéquat des conventions et pratiques comptables conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada; à la pertinence des procédés d'identification et de gestion des risques; à l'intégrité des contrôles internes; aux conventions et pratiques relatives à la déontologie commerciale; à la nomination, au mandat et aux honoraires des vérificateurs externes; et au mandat et au programme du vérificateur interne. En outre, le comité de vérification peut exercer une surveillance générale des aspects financiers, en vertu des pouvoirs qui lui sont conférés par le conseil d'administration. Le comité se réunit quatre fois par année.

Jake Epp*

Richard Dicerni*

Bruce Boland

Giselle Branget*

Jim Burpee

Pierre Charlebois

David Drinkwater*

Adèle Malo

John Murphy*

Jim Twomey

* Membres de la direction

22 777 MW de capacité en service au 31 décembre 2003

- 3 centrales nucléaires (6 103 MW)
- 6 centrales à combustible fossile (9 718 MW)
- 36 centrales hydroélectriques (6 823 MW)
- 29 centrales d'énergie écologique certifiées Eco-Logo[MD] (126 MW)
- 3 centrales éoliennes (7 MW)
  (incluant la participation de 50 % d'OPG dans Huron Wind)

This annual report is also available in English on our Web site – ce rapport annuel est également publié en anglais **www.opg.com**.

Veuillez recycler.

Les matières utilisées dans ce rapport sont écofutaies pour l'environnement. Le papier de couvertures et des pages intérieures est recyclé et recyclable, et contient au moins 10 % de matières recyclées après consommation. De l'encre végétale a été utilisée pour tout le document.

Le siège social d'Ontario Power Generation Inc. est situé au 700 University Avenue, Toronto (Ontario) M5G 1X6. Téléphone : (416) 592-2555 ou 1 877 592-2555

ONTARIO POWER GENERATION